UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA DE CAMPINAS

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Dissertação Apresentada à

Faculdade de Engenharia de Campinas

Como Requisito Parcial à Obtenção do

Título de Mestre em Engenharia de Petróleo

PREVISÃO DA TAXA DE VARIAÇÃO AZIMUTAL NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DIRECIONAIS

Autor : Jorge Hygino Braga Sampaio Junior

Orientador : Eric Edgar Maidla

Março de 1989

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA DE CAMPINAS

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Dissertação Apresentada à

Faculdade de Engenharia de Campinas

Como Requisito Parcial à Obtenção do

Título de Mestre em Engenharia de Petróleo

PREVISÃO DA TAXA DE VARIAÇÃO AZIMUTAL NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DIRECIONAIS

Este exemplar corresponde à redação final da tese defendida pelo Engenheiro Jorge Hygino Braga Sampaio Junior e aprovada pela Comissão julgadora em 30/3/89

Eric Maidla

22/89

Autor : Jorge Hygino Braga Sampaio Junior

Orientador : Eric Edgar Maidla

Março de 1989

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA DE CAMPINAS

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

A dissertação "Previsão da Taxa de Variação Azimutal Na Perfuração de Poços Direcionais" elaborado por Jorge Hygino Braga Sampaio Junior e aprovado por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Sub-Comissão de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 30 de Março de 1989.

Banca Examinadora :

Eric Edgar Maidla, Ph.D.

Celso Kazuyuki Morooka, Ph.D.

Maurício de Aguiar Almeida, Ph.D.

Aos meus Pais Jorge e Marilena pelo
Amor e Educação recebidos

À Chistina por seu Amor, Carinho
e Compreensão confirmados

À Natália que em sua tenra idade
soube compreender o motivo de
de Eu estar tão perto e ao
mesmo tempo tão longe.

AGRADECIMENTOS

À PETROBRÁS S.A. pela oportunidade oferecida de fazer o curso de Mestrado em Engenharia de Petróleo.

Ao Prof. Dr. Eric Edgar Maidla pela dedicação e orientação nesta tese.

Aos Engenheiros José Ricardo Montessanti e Eduardo Celso Cesar dos Santos pelo incentivo e apoio recebidos.

Ao chefe do Setor de Perfuração Direcional Engenheiro João Renato Montes de Almeida e aos Engenheiros Luis Mário, Márcio, Ronaldo e Sérgio pelo incentivo e colaboração.

Especialmente aos colegas Engenheiros Mestres Maurício G. Prado e Shiniti Ohara pelo apoio dado durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores, funcionários e colegas da UNICAMP pelo agradável convívio universitário proporcionado.

RESUMO

Um modelo geral de interação broca-formação foi desenvolvido para determinar a taxa de variação azimutal e a estimativa do ângulo de saida (lead angle) a ser utilizado na perfuração de um poço direcional.

O modelo foi usado em um programa de computador e validado usando dados de 15 poços direcionais perfurados na área marítima da Bacia de Campos no Brasil. Os resultados mostraram que as previsões das taxas de variação azimutal foram boas para a maioria das trajetórias. Devido à falta de informações geológicas apropriadas dos poços de correlação, são necessários dados de campo adicionáis para posterior avaliação do modelo. Os resultados das determinações dos ângulos de saida mostraram que é possível, em alguns casos, se evitar correções de direção através da determinação apropriada deste ângulo.

ABSTRACT

A general rock-bit interaction model was developed to determine the bit walk-rate and the best estimate of the lead angle required while kicking off a directional well.

The model was used by a computer program and was validated using the data of 15 directional wells drilled in the offshore Campos Basin area in Brazil. The results showed that the bit walk predictions were good for the most of the well trajectories. Due to lack of the appropriate geological information on the history wells, additional field example are necessary to further validate the model. The results on the lead angle computations showed that it is possible, sometimes, to avoid direction corrections through the appropriate prediction of this angle.

ÍNDICE

Página

LISTA DE APÊNDICES vii
LISTA DE FIGURAS viii
LISTA DE TABELAS ix

Capítulo

I. INTRODUÇÃO 1

Perfuração direcional
Definição do problema
Objetivos do trabalho
Revisão bibliográfica

II. DESENVOLVIMENTO TEÓRICO 9

Hipóteses
Restrições
Taxa de variação azimutal
Influência da inclinação
Análise da função $K(X_i)$
Efeito da coluna de perfuração
Efeito da variação da inclinação
Efeito da anisotropia da formação

III. APLICAÇÃO DO MODELO 36

Determinação de k_{ne}, k_{bha}, k_{tvi} e k_{for}
Reconstrução do poço
Previsão do poço
Critério de divisão dos trechos

IV. PROCEDIMENTOS COMPUTACIONAIS 43

Análise de sensibilidade aos fatores

V. VALIDAÇÃO DO MODELO E RESULTADOS 48

Dados de campo
Análise das colunas de perfuração
Análise e reconstrução dos poços de correlação
Previsão das trajetórias dos poços

VI. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 66

NOMENCLATURA 68
REFERÊNCIAS 71
APÊNDICES 75

LISTA DE APÊNDICES

Apêndice		Página
1.	DETERMINAÇÃO DA RELAÇÃO ENTRE $\Delta\varepsilon'$, $\Delta\varepsilon$ e θ) (expressão II-7)	75
2.	DETERMINAÇÃO DO ÂNGULO DE MERGULHO APARENTE γ_a (expressão II-24)	77
3.	TEORIA DA FORMAÇÃO PREFERENCIAL DE CASCALHO	81
4.	CRITÉRIO DA RESISTÊNCIA COESIVA VARIÁVEL	86
5.	AJUSTAGEM PARABÓLICA DO AZIMUTE INICIAL	88
6.	MÉTODO DAS APROXIMAÇÕES SUCESSIVAS MODIFICADO ..	90
7.	CONJUNTO DE PROJEÇÕES HORIZONTAIS	92

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

Perfuração direcional

Perfuração direcional é o ramo da engenharia de petróleo que trata da técnica e tecnologia de se guiar uma broca ao longo de uma trajetória espacial predeterminada, em direção a um alvo ou objetivo.

A perfuração de um poço direcional pode ser dividida em duas etapas:

1- etapa de planejamento ou projeto, e

2- etapa de execução.

Na etapa de planejamento, procura-se determinar uma trajetória que permita ao poço atingir um ou mais alvos. De forma geral estes alvos não se encontram na vertical que passa pela sonda e, portanto, a trajetória planejada deve ser uma curva plana, suave, ligando a sonda ao(s) alvos(s).

O plano onde esta curva se define é um plano vertical, formando um ângulo com o eixo norte-sul, medido no sentido horário, chamado de azimute do objetivo.

A definição desta curva (ou trajetória de projeto) depende de alguns fatores básicos:

1- distância horizontal e vertical do objetivo em relação à sonda,

2- inclinação máxima que o poço pode atingir durante a perfuração,

3- inclinação durante a perfuração do objetivo,

4- taxa de crescimento e de perda de inclinação,

5- características das formações.

Baseados nestes fatores, diversas trajetórias podem ser definidas. As três definições mais tradicionais são as do tipo "build & hold", tipo "build & hold & drop", e tipo "build & hold & drop" modificado. A figura 1 apresenta esquemas das três configurações descritas acima. Os cálculos necessários para o planejamento de um poço direcional podem ser encontrados na literatura[1].

Durante a etapa de perfuração várias técnicas são empregadas para que o poço descreva a trajetória planejada. Estas técnicas incluem o uso de composições de fundo adequadas, a manipulação de parâmetros de perfuração (força aplicada sobre a broca e velocidade de rotação da coluna), bem como o uso de ferramentas de desvio e correção de trajetória (motor de fundo com "bent-sub" ou "bent-housing", "rebel-tool", "whipstocks", brocas com jatos desbalanceados). Juntamente com estas técnicas se usam equipamentos que determinam a inclinação e o azimute do poço a diversas profundidades, medidas ao longo da trajetória ("single-shot", "multi-shot", "steering tool", MWD†). Estas informações são usadas para se calcular a trajetória do poço. Existem vários métodos de se calcular esta

---

† abreviatura de "measure while drilling"

trajetória[2-5], sendo o método do raio de curvatura e o método da curvatura mínima os mais usados.

Definição do problema

No planejamento de um poço direcional é assumida a hipótese de que a trajetória se desenvolverá em um plano vertical. Na prática, entretanto, constata-se que durante a perfuração o poço se afasta deste plano vertical. A figura 2 mostra a projeção horizontal e vertical de um poço direcional onde se constata que a trajetória desenvolvida não ocorreu, como projetado, no plano vertical que passa pela sonda e pelo centro do objetivo.

O fenômeno que causa o afastamento da trajetória do plano vertical recebe o nome de variação azimutal, "bit-walk" ou "drift".

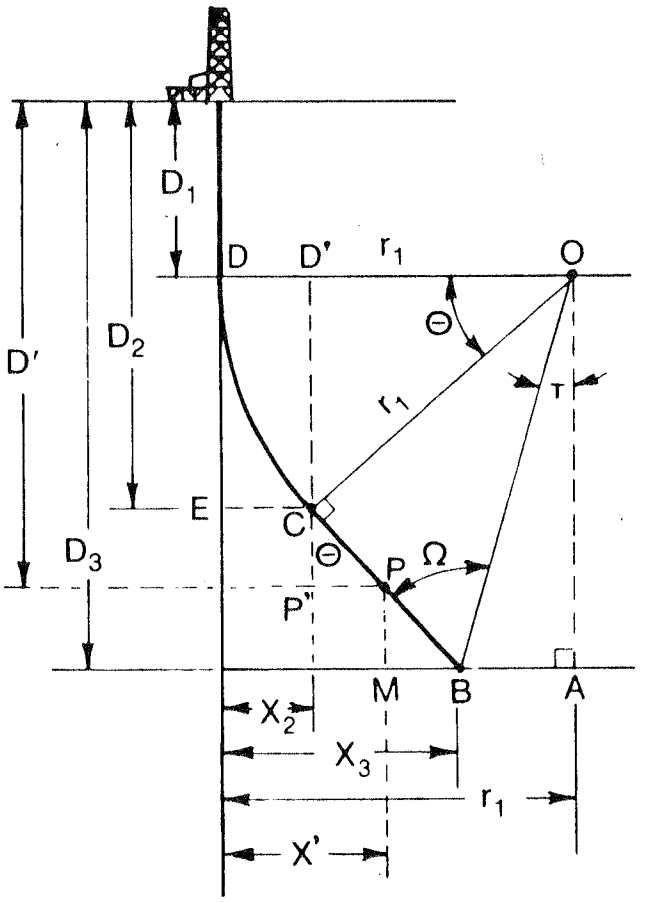
A taxa de variação azimutal (TVA) é definida como a variação azimutal ocorrida em um intervalo perfurado ($\Delta\varepsilon$), dividida pelo comprimento medido deste intervalo (ΔPM):

$$TVA = \frac{\Delta\varepsilon}{\Delta PM} \qquad (I-1)$$

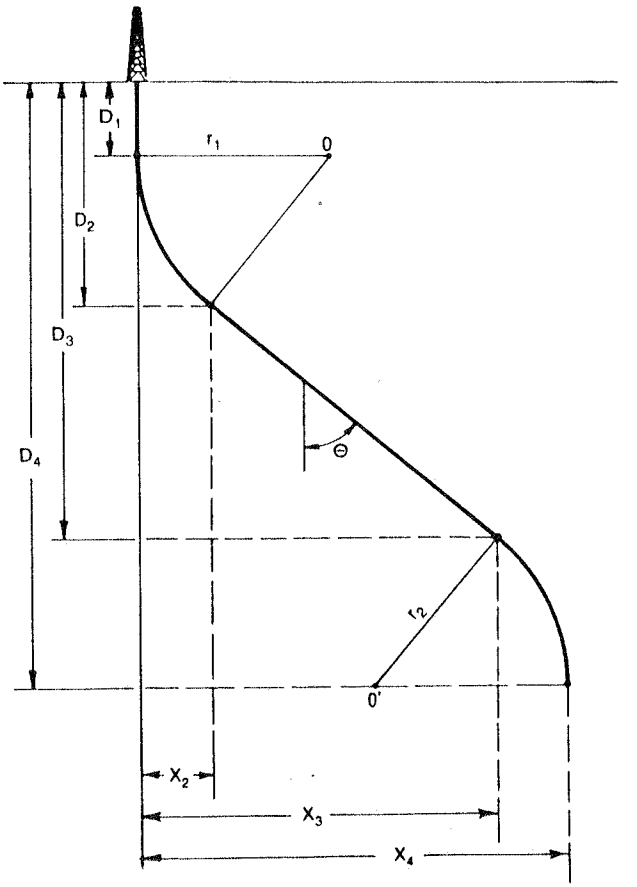
O efeito da variação azimutal deve ser compensado durante a execução do poço; para isso, quando se inicia o desvio da vertical (KOP‡), procura-se orientar o poço a um certo ângulo à esquerda ou à direita do azimute do objetivo. Um procedimento análogo a este é feito por um atirador quando deseja compensar o efeito do vento sobre um projétil

---

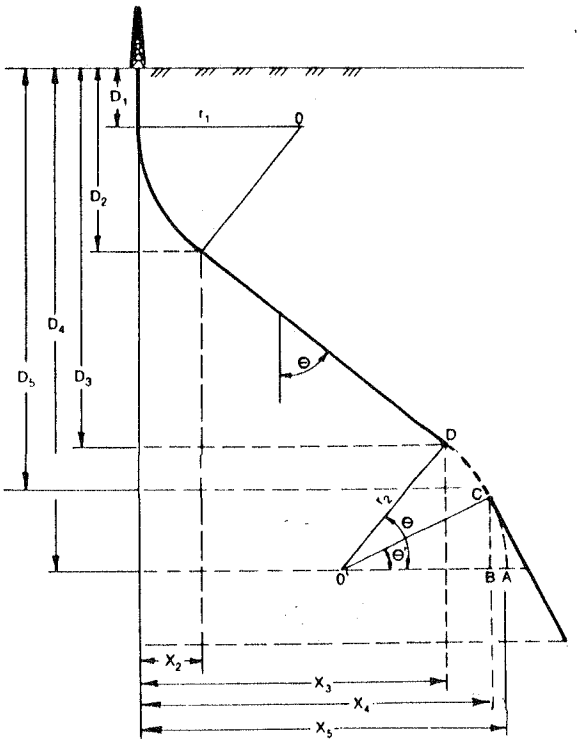
‡ abreviatura de "kick off point"



build & hold

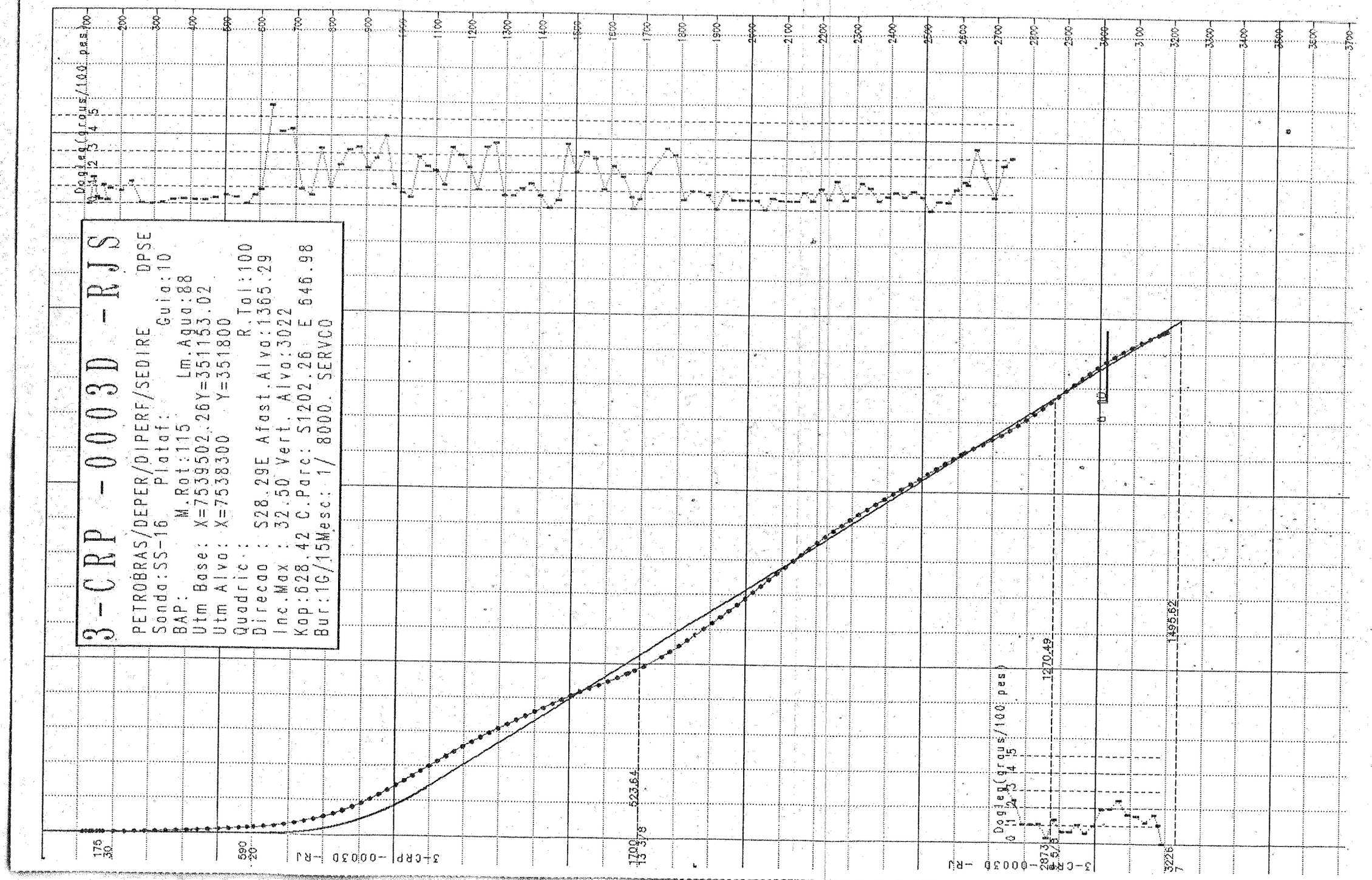


build & hold & drop



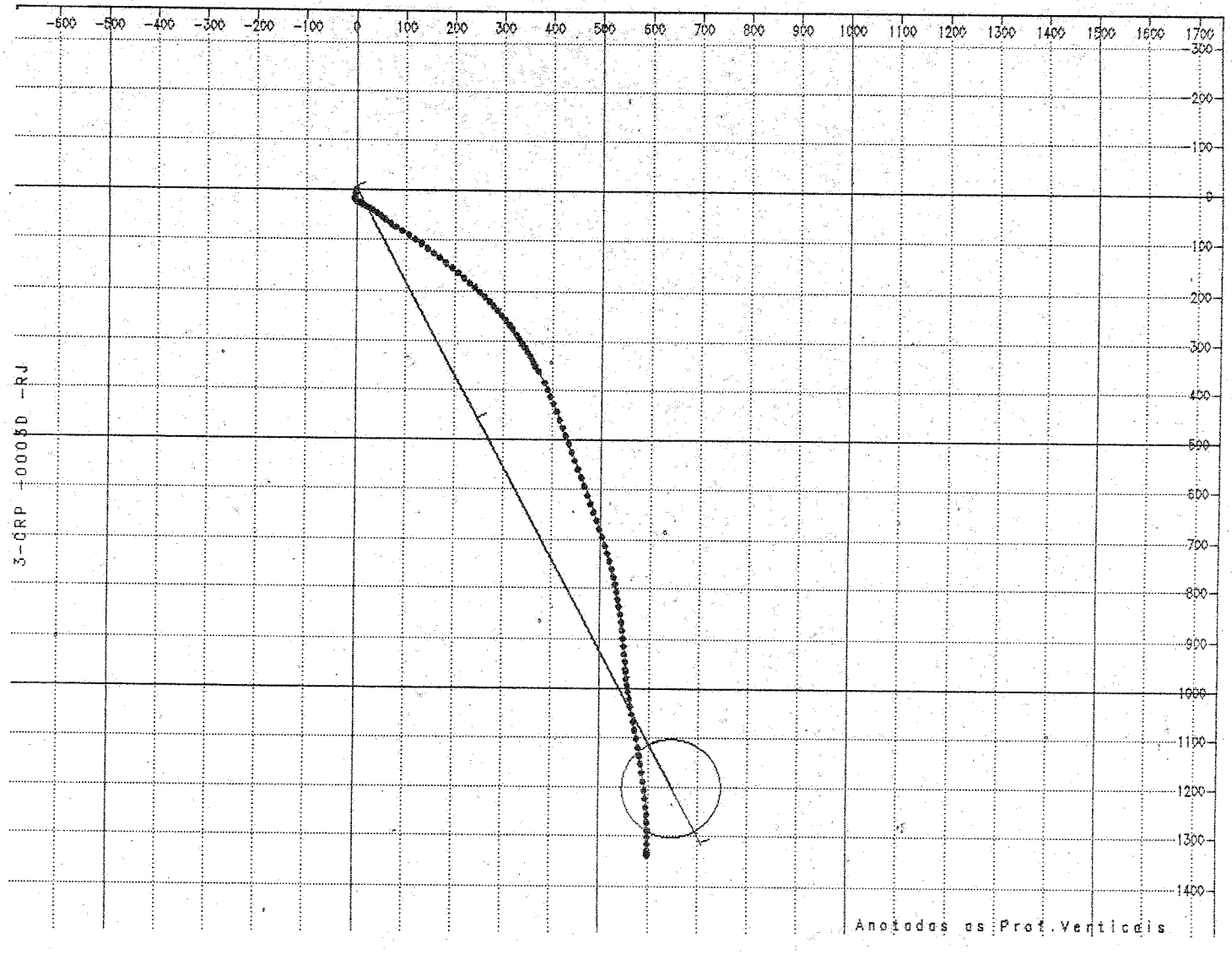
build & hold & drop modificado

CONFIGURAÇÕES MAIS TRADICIONÁIS DE POÇOS DIRECIONÁIS



PROJEÇÃO VERTICAL E HORIZONTAL DE UM POÇO DIRECIONAL

FIGURA 2


-500 -500 -400 -300 -200 -100 0 100 200 300 400 500 600 700 800 900 1000 1100 1200 1300 1400 1500 1600 1700
300 200 100 0 100 200 300 400 500 600 700 800 900 1000 1100 1200 1300 1400
3-CRP +0005D -RJ
Anotadas as Prof.Verticais

balístico. O ângulo entre a direção apontada e a direção do objetivo é chamado de ângulo de saida, ângulo de abertura ou "lead angle".

A determinação correta do ângulo de saida permite que a perfuração seja procedida sem que haja necessidade de se corrigir a direção do poço. Estas correções são operações de custo elevado e normalmente demoradas. Em certos casos há necessidade de se abandonar um trecho do poço e iniciar o desvio em um ponto mais acima.

O ângulo de saida normalmente está compreendido entre 5 e 25 graus à esquerda do azimute do objetivo. Verifica-se que na maioria dos casos os poços têm a tendência de caminhar para a direita.

Se o azimute estabelecido para a saida não for correto, será necessário executar uma ou mais correções de direção durante a perfuração. Como exemplo, se o ângulo de saida usado estiver 5 graus afastado do ângulo de saida correto, e o afastamento do objetivo for de 1000 metros, a distância entre o poço e o centro do alvo ao nível do objetivo, caso não seja feita nenhuma correção, será da ordem de 87 m. Se o objetivo for definido como um círculo de raio igual a 50 m (como na maioria dos poços direcionais da Petrobrás S.A.), o poço não atingirá o alvo.

Objetivos do trabalho

A quantificação do ângulo de saida é ainda um procedimento baseado em regras práticas. Mesmo textos recentes[5] comprovam que o processo de determinação do ângulo de saida não possui

uma modelagem científica. Uma solução apresentada é a de não considerar o ângulo de saida e proceder um controle de direção constante através do uso de ferramentas especiais ("Steerable System") que, apesar de efetivas, possuem custo de operação extremamente elevado.

Os objetivos deste estudo são: 1) identificar os fatores ou variáveis que influenciam na variação azimutal; 2) descrever analiticamente os mecanismos destes fatores; 3) construir um modelo matemático que permita prever as taxas de variação azimutal que irão ocorrer na perfuração de um poço direcional; 4) determinar um critério de ajustagem do modelo a partir de análises feitas em poços de correlação; 5) utilizar o modelo ajustado para se construir a trajetória prevista do poço a ser perfurado considerando-se os fatores básicos de projeto (página 1) e, então, determinar o ângulo de saida ideal.

Revisão bibliográfica

Em 1981, McMillian[7] discutiu sobre um método de se compensar o efeito da variação azimutal que ocorre durante a perfuração de um poço direcional. Os parâmetros básicos necessários para se determinar o ângulo de saida são as taxas de variação azimutal que ocorrem nos trechos de crescimento da inclinacão ("build-up"), de inclinação constante ("hold"), e de perda de inclinação ("drop-off"). Cita que, segundo Millheim[8], a taxa de variação azimutal é função de uma série de fatores incluindo o tipo de formação, a inclinação e azimute do mergulho da formação, o tipo de

broca, o peso aplicado sobre a broca, a velocidade de rotação da coluna e a curvatura anterior do poço. Destaca que, de forma geral, as taxas que ocorrem no trechos de crescimento de inclinação são maiores que as taxas que ocorrem nos trechos de perda de inclinação, e que as menores taxas ocorrem nos trechos onde a inclinação se mantém constante. Apresenta também alguns valores observados de taxa de variação azimutal e acrescenta que os valores a serem usados devem ser obtidos na análise de poços direcionais perfurados na área (poços de correlação).

Ainda em 1981, Millheim e Apostal[9] concluiram que a configuração da coluna de perfuração (BHA*) é responsável não só pelo comportamento da inclinação do poço mas também da direção do poço, e que para se prever este comportamento é necessário um processo de análise da coluna de perfuração que inclua os efeitos dinâmicos devido à rotação.

Burgoyne, Millheim e Chenevert[4], em 1986, sugeriram que se usasse como ângulo de saida para um poço direcional, a metade da variação azimutal total ocorrida em um poço de correlação.

---

* abreviatura de "bottom hole assembly"

CAPÍTULO II
DESENVOLVIMENTO TEÓRICO

Hipóteses

As seguintes hipóteses são assumidas no desenvolvimento deste estudo:

1- durante a perfuração de um intervalo de um poço direcional, a variação de direção do vetor tangente ao poço ocorre sempre em um plano chamado de plano osculador†

2- os fatores responsáveis pela variação de direção do vetor tangente à trajetoria podem ser decompostos em dois componentes em que um é responsável pela variação de inclinação e outro pela variação do azimute;

3- a taxa de variação azimutal é assumida ser uma combinação linear de funções dos fatores envolvidos no fenômeno.

Restrições

1- o modelo foi desenvolvido para determinação do comportamento de trajetórias de poços direcionais perfurados através de coluna rotativa sem utilização de qualquer elemento de correção de trajetória como "Rebel-Tool"

---

† geom. analítica: plano que contém o círculo osculador

Taxa de variação azimutal

Segundo McMillian[7], o azimute inicial da trajetória de projeto de um poço direcional é obtido com a seguinte expressão:

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_{obj} - \lambda \qquad \text{(II-1)}$$

onde ε_{obj} é o azimute do objetivo e λ o ângulo de saida.

A cada ponto da trajetória, o azimute é modificado através da seguinte expressão:

$$\varepsilon_i = \varepsilon_1 + \sum_{j=1}^{i-1} k_{MM_j} \times \Delta PM_j$$

ou

$$\varepsilon_i = \varepsilon_{obj} - \lambda + \sum_{j=1}^{i-1} k_{MM_j} \times \Delta PM_j \qquad \text{(II-2)}$$

onde o somatório é a variação azimutal acumulada.

As taxas k_{MM} a serem usadas dependem do comportamento da inclinação no intervalo em questão, ou seja, se a inclinação aumenta $\left(\frac{d\theta}{dPM} > 0\right)$, mantém-se $\left(\frac{d\theta}{dPM} = 0\right)$, ou diminui $\left(\frac{d\theta}{dPM} < 0\right)$.

Uma vez determinado os valores de ε_i, a trajetória do poço é calculada. O último ponto desta trajetória é usado para se determinar a distância ao centro do objetivo utilizando a seguinte expressão:

$$dist = \sqrt{(x_{obj}-x_{final})^2+(y_{obj}-y_{final})^2+(z_{obj}-z_{final})^2} \qquad \text{(II-3)}$$

O ângulo de saída a ser usado (λ) é aquele que minimiza a expressão II-3.

Se forem tomados dois pontos consecutivos dados pela expressão II-2,

$$\varepsilon_i = \varepsilon_{obj} - \lambda + \sum_{j=1}^{i-1} K_j x \ \Delta PM_j$$

$$\varepsilon_{i+1} = \varepsilon_{obj} - \lambda + \sum_{j=1}^{i} K_j x \ \Delta PM_j$$

e feita a diferença, é obtida a seguinte expressão:

$$\varepsilon_{i+1} = \varepsilon_i + K_i x \ \Delta PM_i \qquad (II-4)$$

A expressão II-4 é idêntica à expressão I-1 onde

$$\Delta\varepsilon = \varepsilon_{i+1} - \varepsilon_i$$

e portanto

$$TVA = k_{MM_i}$$

Isto permite dizer que, de acordo com McMillian, a TVA é função da taxa de variação da inclinação.

$$TVA = TVA(\Delta\theta/\Delta PM) \qquad (II-5)$$

A generalização da função TVA é então feita considerando todos os fatores envolvidos no fenômeno:

TVA = TVA(taxa de variação de inclinação, características das formações atravessadas, características da broca, composição da coluna de perfuração, força aplicada sobre a broca, velocidade de rotação da coluna, curvatura, diâmetro, inclinação e hidráulica do poço) (II-6)

Alguns deste fatores podem ser agrupados para efeito de análise. O efeito devido à coluna de perfuração abrange os seguintes fatores:

1 - composição da coluna de perfuração

2 - força aplicada sobre a broca

3 - velocidade de rotação da coluna

4 - curvatura do poço

5 - diâmetro do poço

6 - inclinação do poço

7 - hidráulica do poço

8 - características da broca (anisotropia)

O efeito devido à anisotropia das formações abrange os seguintes fatores:

1 - características das formações atravessadas

2 - força aplicada sobre a broca

3 - inclinação do poço

4 - direção do poço

5 - ângulo do mergulho da formação

6 - azimute do mergulho da formação

7 - características da broca (geométricas)

Estes grupos, portanto, serão tratados como fatores globais responsáveis pelo fenômeno da variação azimutal.

Influência da inclinação

A influência da inclinação é sensível na prática. De forma geral, a TVA é menor quando o poço possui inclinações altas do que quando as inclinações são baixas.

Em trechos onde a inclinação é alta, as TVA's apresentam valores na faixa de -5 a +5 graus/100m.

Entretanto, em trechos onde as inclinações são baixas é freqüente se encontrar TVA elevadas. Dois pontos consecutivos do poço 3-RJS-202D perfurado na bacia de Campos caracterizam bem este fato:

Prof. Medida	Inclinação	Direção
658.0m	1.00°	N85.00°W
686.0m	3.50°	S50.85°W

Neste caso, a TVA observada é de 157.7°/100m, um valor improvável em um trecho com inclinação alta.

Intuitivamente, um poço com inclinação de 5 gráus estará mais sujeito à variação do azimute do que um poço com 70 gráus de inclinação.

O que leva a valores de TVA como exemplificado é o plano onde estas taxas são medidas. A TVA é medida no plano horizontal, já que o azimute é definido neste plano (figura 3), enquanto que a trajetória do poço se desenvolve no espaço tridimensional. Se a distância entre dois pontos da trajetória não for excessivamente grande, pode-se admitir

que a trajetória ocorre em um plano osculador (hipótese 1) que contém os vetores P_1 e P_2 tangentes à trajetória nos dois pontos considerados (figura 4a). Nesta trajetória plana podem ocorrer simultaneamente variação de azimute e variação de inclinação. Se a inclinação dos vetores P_1 e P_2 forem iguais, ou se for tomado um valor médio de inclinação, os dois vetores tangentes à trajetória formarão entre si um ângulo $\Delta\varepsilon'$, e definirão um plano inclinado Π', cuja interseção com o plano horizontal é perpendicular à bissetriz entre os dois vetores (figura 4b). A projeção destes vetores no plano horizontal gera dois vetores que formam entre si um ângulo $\Delta\varepsilon = \varepsilon_2 - \varepsilon_1$. Este ângulo é a variação azimutal observada da equação I-1. A relação entre θ, $\Delta\varepsilon'$ e $\Delta\varepsilon$ é dada pela seguinte expressão (apêndice 1):

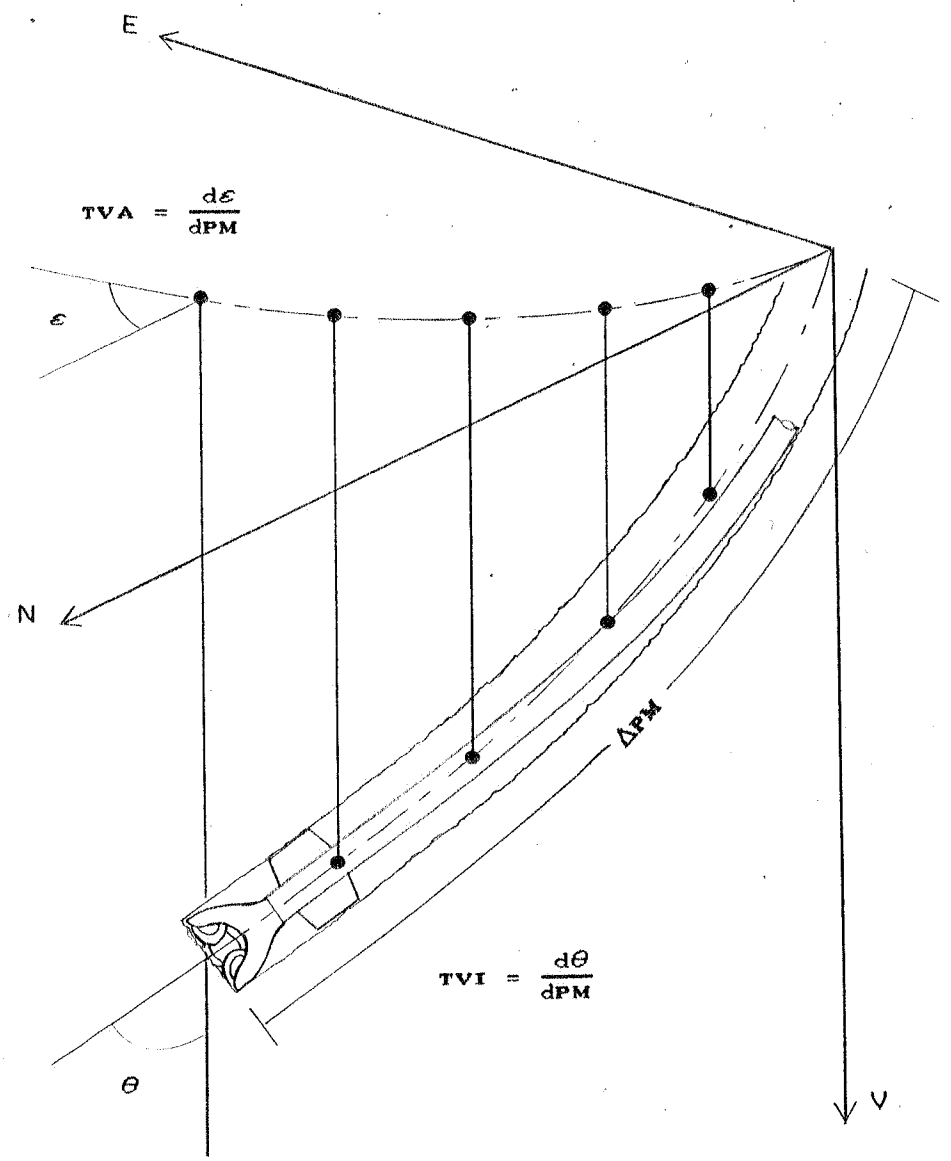
$$\sin\left(\frac{\Delta\varepsilon'}{2}\right) = \sin\left(\frac{\Delta\varepsilon}{2}\right)\sin(\theta) \qquad \text{(II-7)}$$

Para valores de $\Delta\varepsilon$ menores que 40° e θ entre 0° e 90°, a expressão II-7 pode ser aproximada pela expressão II-8 , com erro‡ inferior a 2% como mostra a figura 5:

$$\Delta\varepsilon' \cong \Delta\varepsilon \sin(\theta) \qquad \text{(II-8)}$$

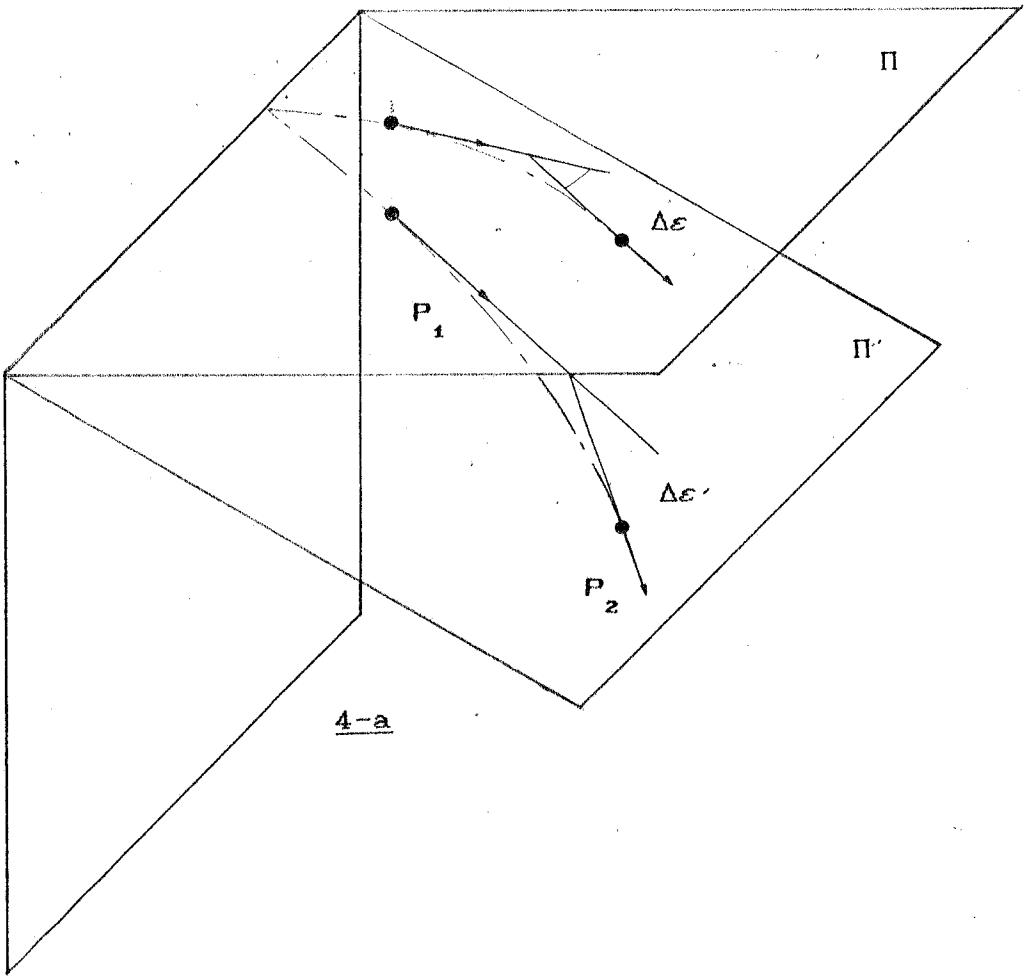
---

‡ erro = $(x_{aprox} - x_{real})/x_{real}$

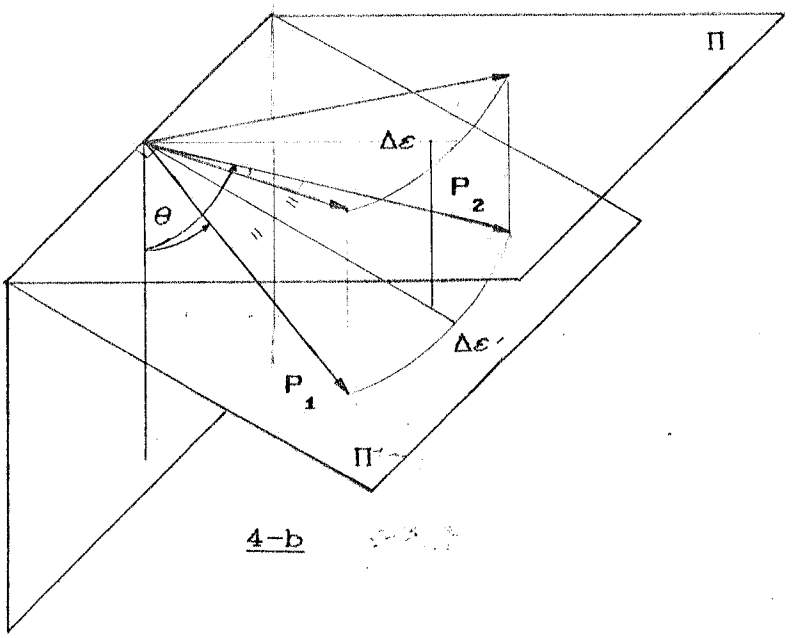


DETALHE DE ε θ TVA e TVI

FIGURA 3



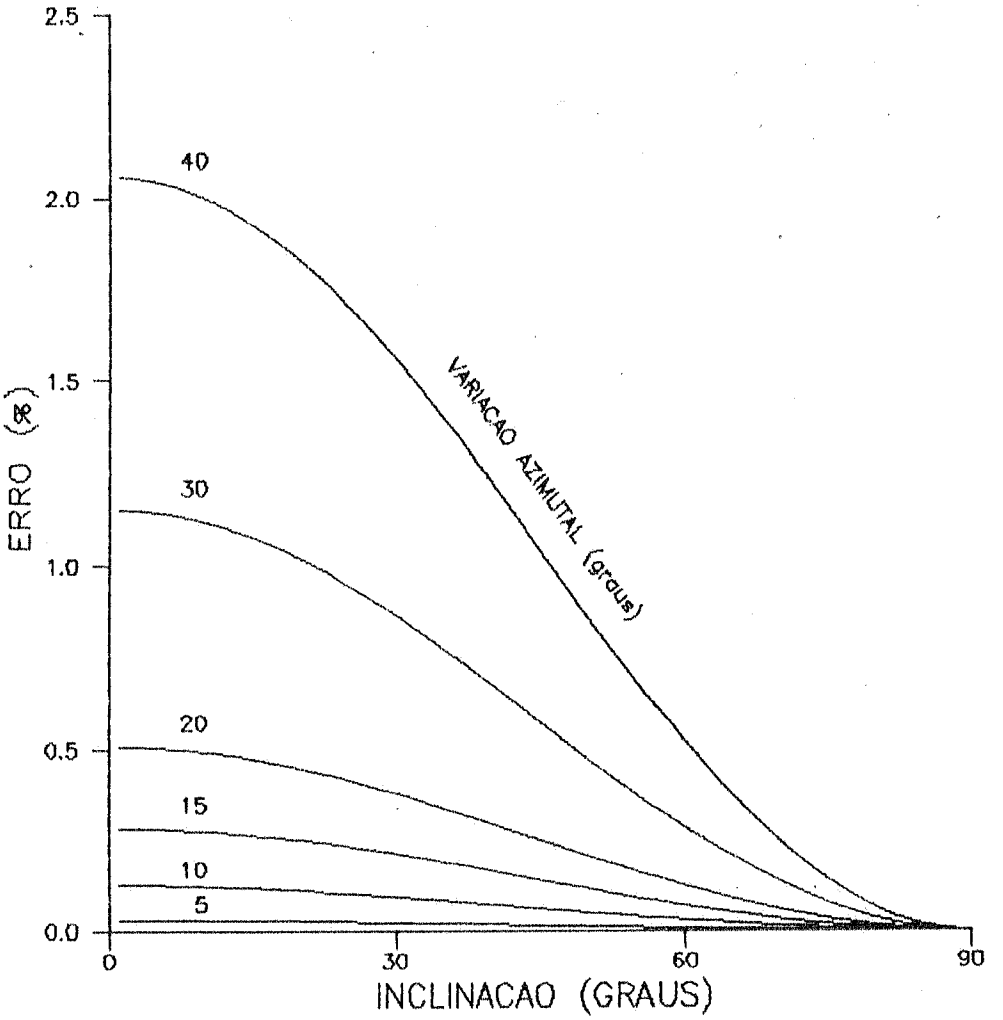
4-a



4-b

DETALHE GEOMÉTRICO DE ε ε' e θ

FIGURA 4



ERRO COMETIDO PELA APROXIMAÇÃO DADA PELA EQUAÇÃO II-8

Figura 5

Como a diferença entre azimutes consecutivos varia normalmente de -5° a +5°, a expressão II-8 pode ser aplicada.

Codling[10] sustenta que a taxa a ser medida, e que caracteriza o comportamento dos poços é a dada pela seguinte expressão:

$$K = \frac{\Delta\varepsilon'}{\Delta PM} \qquad \text{(II-9)}$$

Substituindo a expressão II-8 na expressão II-9 obtém-se:

$$K = \frac{\Delta\varepsilon \, \sin(\theta)}{\Delta PM}$$

o que leva a:

$$\varepsilon_{i+1} = \varepsilon_i + \frac{K_i}{\sin(\theta_i)} \Delta PM_i \qquad \text{(II-10)}$$

A expressão II-10 é similar à expressão II-4 com a diferença de que os coeficientes K são agora relativos à variação ocorrida no plano Π'. Assim, a TVA pode ser escrita na seguinte forma:

$$TVA_i = \frac{K_i}{\sin(\theta_i)} \qquad \text{(II-11)}$$

onde K_i é a taxa da variação de direção que ocorre no plano Π', ou taxa de variação planar.

Se a expresão II-11 for usada no mesmo trecho do

poço 3-RJS-202D exemplificado acima, a taxa de variação planar K_i será:

$$K_i = TVA \times \sin(\bar{\theta})$$

$$K_i = \frac{157.7°}{100m} \times \sin(2.25°) = 6.19°/100m$$

que é um valor mais realístico.

Como a expressão II-11 é uma transformação do valor da variação de direção de um vetor P tangente à trajetória do poço em uma variação de azimute (que é a grandeza medida) e considerando a função $TVA(X_i)$* (II-6), pode-se escrever a seguinte expressão:

$$TVA(X_i) = \frac{K(X_i)}{\sin(\bar{\theta})} \qquad (II-12)$$

onde $K(X_i)$ é uma função das mesmas variáveis listadas em II-6.

Análise da função $K(X_i)$

A hipótese de que TVA é uma combinação linear de funções dos fatores responsáveis pela variação azimutal pode ser estendida à função $K(X_i)$. Assim a função $K(X_i)$ pode ser representada pela seguinte expressão:

$$K(X_i) = \sum k_i \times f_i(X_i) \qquad (II-13)$$

---

*$TVA(X_i)$ = abreviatura de TVA(lista de variáveis) da EQ II-6

onde k_i são coeficientes característicos (a determinar), e $f_i(X_i)$ são funções dos fatores responsáveis pela variação azimutal.

Uma das funções que deve ser considerada é a função unitária f(X) = 1. Esta consideração faz com que um dos termos do somatório em II-13 seja constante. Este termo tem como finalidade abranger alguns fatores que não sejam explicados pelo modelo; k_{ne} é então chamado de termo não-explicado.

Outro termo a ser considerado é o que envolve a taxa de variação da inclinação $k_{tvi} \times f_{tvi}(d\theta/dPM)$ conforme a generalização do modelo de McMillian.

Neste modelo são também incorporados o efeito da coluna de perfuração (bha) e o efeito da anisotropia da formação (for). Assim posto, a expressão II-13 toma a seguinte forma específica:

$$K(X_i) = k_{ne} + k_{bha} \times f_{bha}(bha) + k_{tvi} \times f_{tvi}\left(\frac{d\theta}{dPM}\right) + \\ + k_{for} \times f_{for}(for) \qquad \text{(II-14)}$$

Efeito da coluna de perfuração

Durante o processo de perfuração, se impõe à broca uma força com a finalidade de promover a penetração dos dentes na formação que juntamente com o movimento de rotação da coluna fragmentam ou escavam a formação, cujos cascalhos são carreados pelo flúido de perfuração até a superfície.

A força imposta à broca é obtida através de

comandos -tubos de perfuração de paredes espessas- conectados acima da broca. Em um poço vertical ideal, esta força age na direção axial da broca, entretanto, nos poços inclinados (e mesmo nos poços verticais reais) ocorrem forças laterais fazendo com que a resultante das forças não esteja na direção axial da broca. Esta força não-axial é um dos fatores responsáveis pelas variações de inclinação e de azimute do poço.

Para que se possa, portanto, analisar o efeito da coluna de perfuração na trajetória do poço são necessários procedimentos matemáticos e numéricos que determinem os sentidos e magnitudes destas forças laterais.

Desde que Lubinski[11] apresentou seus estudos sobre flambagem em colunas de perfuração, uma série de pesquisadores estudaram e desenvolveram métodos de análise de colunas para determinar a composição de fundo e os parâmetros de perfuração de forma a se obter o comportamento desejado da coluna e, conseqüentemente, prever a trajetória do poço[9,12-28]. Modelos mais sofisticados analisam as composições em três dimensões[16-18] e incluem efeitos dinâmicos e efeitos devido à interação broca-formação[9,22,24,27,28].

De forma a incluir este efeito no modelo de análise, se usou neste estudo o programa BHADAP de Brakel[27] em que é feita uma discretização tridimensional por elementos finitos do trecho inferior da coluna de perfuração. Este modelo inclui efeitos inerciais (dinâmicos) e também dois modelos de interação broca-formação (para

brocas PDC e tricônicas). As forças laterais calculadas são usadas como argumentos da função f_{bha}.

Uma das hipóteses assumidas em alguns modelos de análise de coluna é de que a perfuração se dá na mesma direção da força resultante[16,29]. Esta hipótese é válida desde que broca e a formação sejam isotrópicas. Brett ,Gray, Bell e Dunbar[30], usando dados de Millheim e Warren[31], desenvolveram um índice de anisotropia para a broca. Definindo r_a e r_l, respectivamente eficiência de perfuração axial e lateral, como sendo

$$r_a = \frac{R_a}{F_a} \qquad \text{(II-15a)}$$

$$r_l = \frac{R_l}{F_l} \qquad \text{(II-15b)}$$

onde R é a taxa de penetração e F é a força agindo na broca, o índice de anisotropia da broca é dado por:

$$I_b = \frac{r_l}{r_a} \qquad \text{(II-16)}$$

Como as brocas de perfuração são projetadas para perfurar na direção axial, teoricamente deveriam ser anisotrópicas com $I_b = 0$; na prática, entretanto, as brocas apresentam índices diferentes de zero dependendo de suas características de corte lateral.

Substituindo II-15 em II-16 e como as taxas de penetração R_l e R_a são referidas a um mesmo intervalo de

tempo obtém-se a seguinte expressão:

$$\frac{R_l}{R_a} = \frac{D_l}{\Delta PM} = I_b x \frac{F_l}{F_a} \qquad \text{(II-17)}$$

onde D_l é a profundidade penetrada lateralmente pela broca durante a perfuração do trecho ΔPM.

Se a trajetória do poço, no plano Π', for admitida como sendo um arco de circunferência, e considerando apenas o efeito da coluna de perfuração, a seguinte relação geométrica existe:

$$\Delta\varepsilon'_{bha} = \frac{1}{\rho} \Delta PM = c\ \Delta PM \qquad \text{(II-18)}$$

onde ρ e c são respectivamente o raio e a curvatura do arco de circunferência. A curvatura do poço será tão maior quanto maior for a profundidade lateral D_l e tão menor quanto maior for a profundidade axial ΔPM, portanto a seguinte relação é válida:

$$\frac{1}{\rho} = c \quad \alpha \quad \frac{D_l}{\Delta PM} = I_b x \frac{F_l}{F_a} \qquad \text{(II-19)}$$

Substituindo a expressão II-19 na expressão II-18 e considerando k_{bha} como o fator de proporcionalidade obtém-se:

$$\Delta\varepsilon' = k_{bha} \times I_b \times \frac{F_l}{F_a} \times \Delta PM \qquad \text{(II-20)}$$

e, portanto, a função f_{bha} a ser considerada neste modelo será:

$$f_{bha} = I_b{}^x \frac{F_l}{F_a} \qquad \text{(II-21)}$$

Durante a perfuração de um intervalo de poço, as forças axiais e laterais geradas atuando na broca não são necessariamente constantes. Como as análises são feitas pontualmente, um bom candidato ao valor da razão entre as forças a ser considerado no intervalo é o valor médio entre as razões obtidas nas análises feitas nos extremos deste intervalo. Assim sendo, a função f_{bha} toma a seguinte forma:

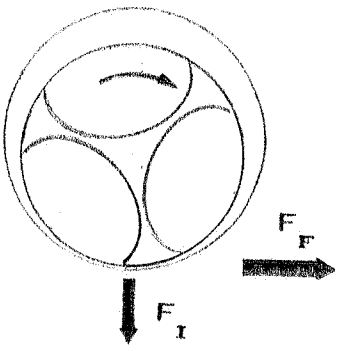
$$f_{bha} = I_b{}^x \overline{\left(\frac{F_l}{F_a}\right)} \qquad \text{(II-22)}$$

A forma como foi definido o índice de anisotropia (razão entre eficiências) permite afirmar que, para uma determinada broca, este índice não é necessariamente constante. Com o desgaste mecânico, as eficiências variam (desgaste dos dentes) e conseqüentemente a razão deve variar. Se a eficiência axial diminui mais rapidamente que a eficiência lateral (o que é o mais provável já que a propriedade de corte lateral é um subproduto do efeito de perfuração), o índice I_b aumenta. É necessário portanto conhecer a forma de variação de I_b para cada tipo de broca. Millheim et al[31] desenvolveram procedimentos experimentais que permitem medir a eficiência de perfuração.

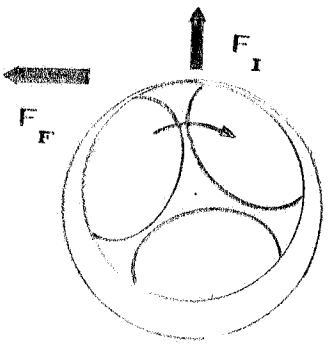
Efeito da variação da inclinação

Em seu modelo, McMillian[7] sugere uma relação entre a taxa de variação azimutal e a taxa de variação de inclinação e que taxas de variação azimutal específicas devem ser usadas nos trechos de crescimento de inclinação, inclinação constante, e perda de inclinação. É de se supor, então, que a taxa de variação azimutal pode ser variável de acordo com o valor da taxa de variação da inclinação. Não é de se esperar, por exemplo, que o comportamento de um poço cuja inclinação varie na ordem de 7°/100m seja igual à outro cuja taxa seja de 2°/100m. O trecho em "hold" é na verdade o caso especial em que a taxa é de 0°/100m.

Burgoyne et alii[4] discutem um comportamento devido às forças de atrito que ocorrem na broca quando as forças responsáveis pela inclinação causam aumento de inclinação (tendência da girar para a esquerda) ou diminuição de inclinação (tendência de girar para a direita). A figura 6 mostra as duas situações apresentadas: a broca gira sempre no sentido horário (observador olhando coluna abaixo); no caso de haver tendência de perda de inclinação (6a), a força lateral de inclinação atua para baixo e, com o giro da broca, surge uma força de atrito lateral para a direita; caso a tendência seja de aumentar inclinação a força lateral de inclinação atua para cima e conseqüentemente a força de atrito lateral estará orientada para a esquerda.



6-a (TENDÊNCIA DE GIRAR PARA DIREITA)



6-b (TENDÊNCIA DE GIRAR PARA ESQUERDA)

FORÇAS DE ATRITO LATERAL GERADAS NA BROCA

FIGURA 6

Neste modelo, a função f_{tvi} usada é o próprio valor da taxa de variação azimutal, ou seja:

$$f_{tvi} = \frac{\Delta\theta}{\Delta PM} \qquad \text{(II-23)}$$

que reproduz, a menos do sinal, o comportamento estabelecido por Millheim.

Efeito da anisotropia da formação

As formações geológicas atravessadas durante a perfuração são em sua maioria rochas que apresentam estratificação, planos de clivagem ou xistosidade. Desta característica decorre o fato de apresentarem anisotropia com relação à resistência mecânica compressiva.

De forma geral as formações geológicas apresentam um plano de isotropia (nas rochas sedimentares são os planos de acamamento ou sedimentação) onde a resistência é idêntica em todas as direções.

O comportamento que se nota quando a broca perfura uma formação anisotrópica depende do ângulo que o vetor normal à formação faz com o poço sendo perfurado. Para ângulos baixos o poço tende a diminuir este ângulo, ou seja, a ficar perpendicular à formação (sentido mergulho acima); por outro lado para ângulos elevados a tendência é aumentar o ângulo e o poço tornarar-se paralelo à formação (sentido mergulho abaixo). O ângulo limite entre estes dois comportamentos está em torno de 45°.

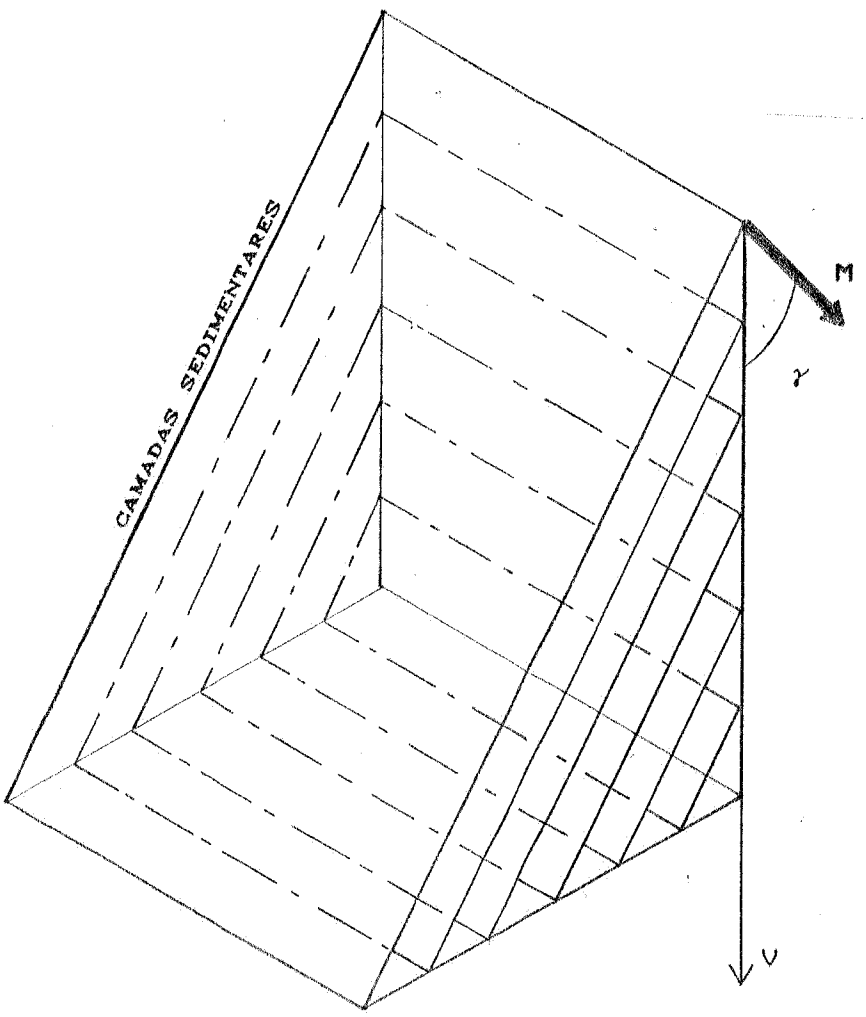
A caracterização do mergulho da formação em um

determinado ponto é feita a partir do vetor normal aos planos sedimentares da formação neste ponto (figuras 7 e 8). O ângulo γ formado entre o vetor **M** e o eixo vertical é a inclinação do mergulho. O azimute do mergulho é dado pelo ângulo ψ.

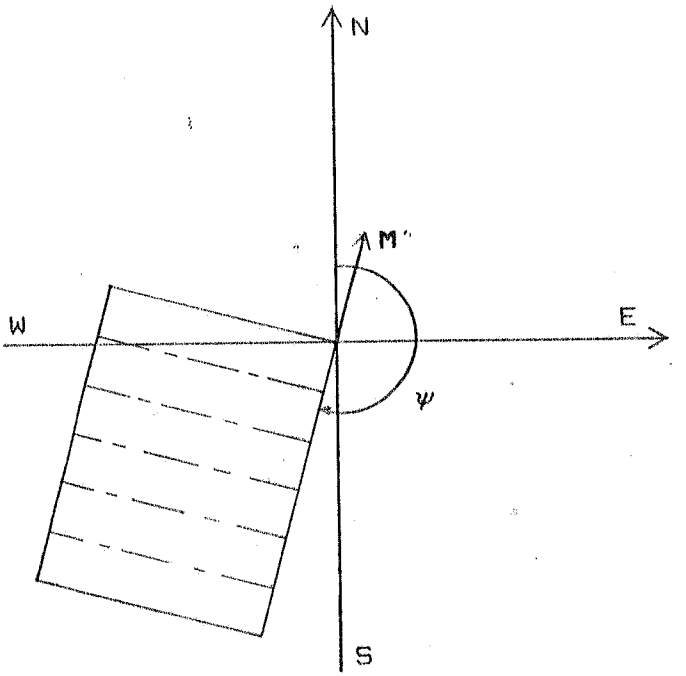
Quando um poço direcional atravessa uma formação é necessário que se determine o mergulho aparente da formação. O mergulho aparente pode ser medido em dois planos: no plano vertical Π_v que contém o vetor tangente a trajetória P, chamado de plano de inclinação, e no plano inclinado Π_i, perpendicular a Π_v e que também contém P, chamado de plano de azimute (figura 9). O mergulho aparente γ_a medido no plano de azimute Π_i em um ponto do poço com inclinação θ e azimute ε, atravessando uma formação cujo mergulho possui inclinação γ e azimute ψ é dada pela seguinte expressão (apêndice 2):

$$\gamma_a = tg^{-1}\left[\frac{tg(\gamma)\sin(\psi-\varepsilon)}{\cos(\theta) - tg(\gamma)\cos(\psi-\varepsilon)\sin(\theta)}\right] \qquad (II-24)$$

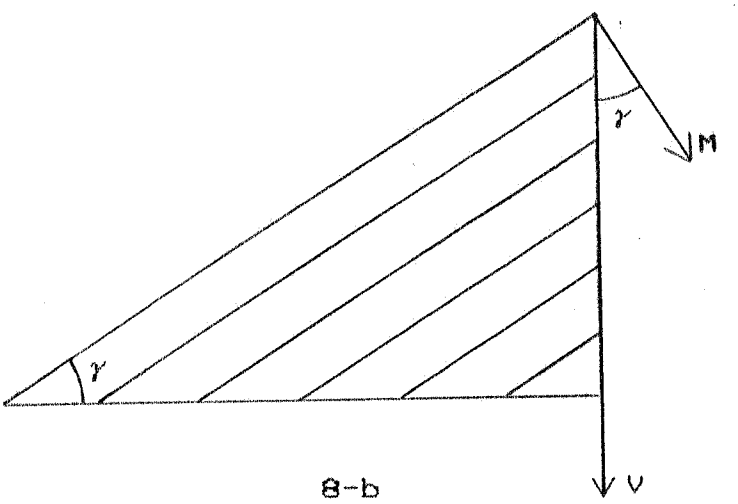
Uma série de teorias já foram desenvolvidas no esforço de explicar o efeito da anisotropia da formação no desvio da trajetória do poço. Lubinski e Woods[92] e posteriormente Williamson e Lubinski[99] propuseram o uso de um índice de anisotropia para a formação, baseado numa hipótese, apoiada por resultados experimentais de Rollins[94], de que a perfurabilidade é maior na direção perpendicular aos planos de sedimentação do que nas direções paralelas a



DETALHE TRIDIMENSIONAL DO VETOR M
NORMAL AOS PLANOS SEDIMENTARES DA FORMAÇÃO
FIGURA 7



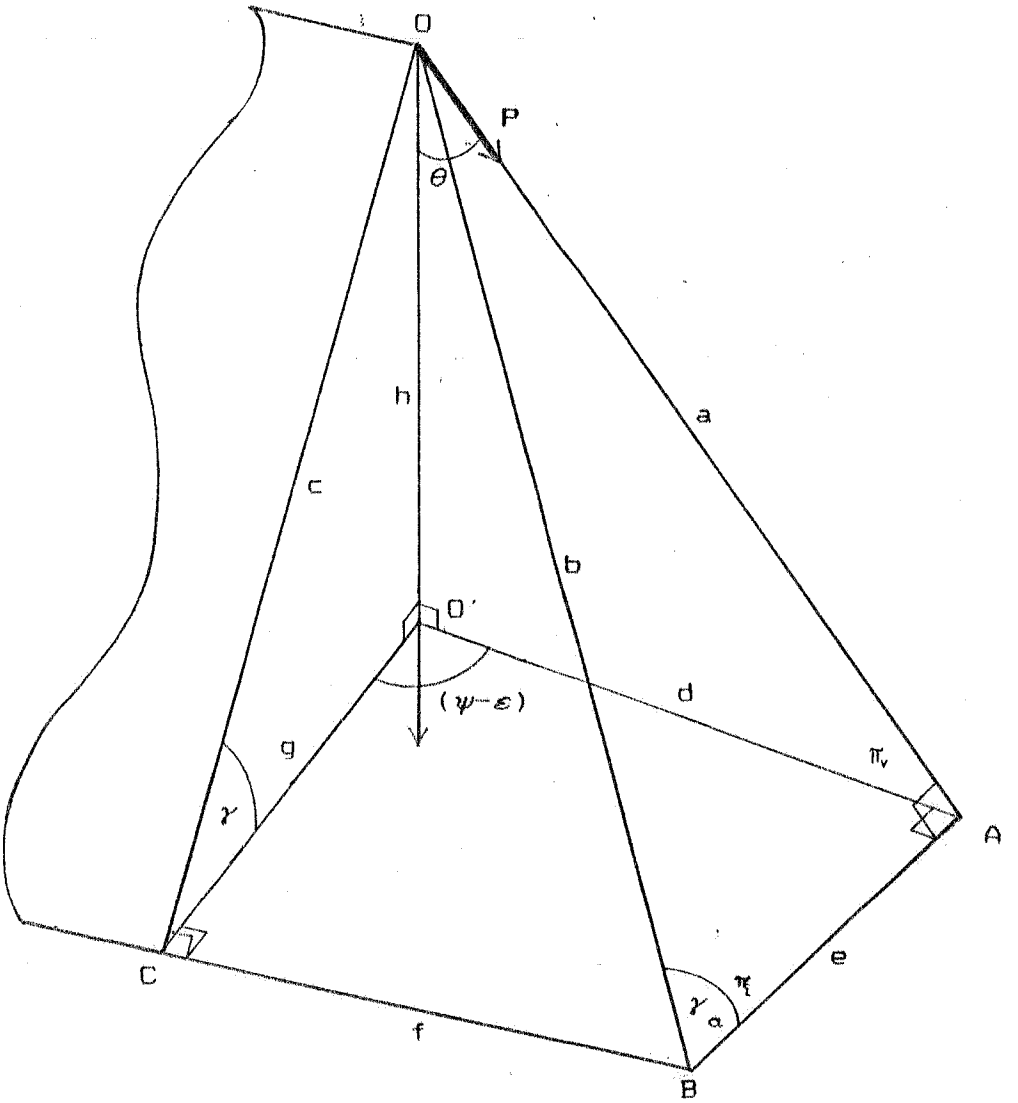
8-a



8-b

DETALHES DO ÂNGULO γ (MERGULHO DA FORMAÇÃO

FIGURA 8



DETALHE GEOMÉTRICO DE γ γ' ε e ψ

FIGURA 9

estes planos. O uso deste índice de anisotropia da formação desde 1953, segundo Williamson et al[93], provou ser satisfatório, sem informar no entanto se os resultados incluem casos de mergulho aparente superior à 45°. Outras teorias como as propostas por Rollins[94] (miniatura whipstock) e Sultanov e Shandalov[95] (diferença de taxa de penetração em formações duras e moles) explicam o comportamento de desvio mergulho acima mas não explicam o comportamento mergulho abaixo. Já a teoria de Knapp[96] sugere que o desvio seria mergulho abaixo quando a broca, perfurando em uma formação mole, interceptasse uma formação mais dura. Esta teoria contraria os resultados de campo.

Uma teoria que explica o comportamento de desvio na perfuração com brocas tricônicas tanto mergulho acima quanto mergulho abaixo é a chamada Teoria da Formação Preferencial de Cascalho (apêndice 3), proposta por McLamore[97]. O modelo usa o critério de falha chamado de Critério da Resistência Coesiva Variável (apêndice 4) e sustenta que a força a ser aplicada a um dente de broca para se criar uma fratura na rocha é dada por:

$$F_i = \frac{2H\ \tau_o(\rho_i)\ \sin(\beta)\ \cos(\phi)}{\cos^2\left[\frac{\frac{\pi}{2} + \beta + \phi}{2}\right]}$$

onde H é a profundidade de penetração do dente, β é a metade do ângulo interno do dente, ϕ é o coeficiente de atrito interno da rocha e $\tau_o(\rho_i)$ é a função que representa a

resistência coesiva da rocha. A força lateral exercida no dente pela formação após ocorrer a fratura é:

$$F_{LAT} = \frac{H\,\tau_o(\rho_i)\,\cos(\beta)\cos(\phi)}{\cos\left[\frac{\frac{\pi}{2} + \beta + \phi}{2}\right]^2} \qquad \text{(II-25)}$$

Esta teoria se mostrou bastante aplicável no projeto de brocas que não causam desvios na trajetória dos poços[97]. Entretanto sua utilização na determinação dos efeitos da formação na trajetória de poços direcionais requer esforços computacionais elevados além de uma complexa descrição geométrica da broca. A força lateral F_{LAT} como calculada atua em apenas um dente da broca. Para considerar o efeito de todos os dentes, é necessário determinar a cada instante quais os dentes que entram em contato com a formação e sob que condições geométricas e mecânicas. Além disso é necessário dar um tratamento estatístico de forma que um valor médio seja obtido durante a rotação da coluna. Ramsudar[98] e Brakel[27], obtiveram resultados satisfatórios através da solução deste modelo.

A utilização do modelo de McLamore requer ainda que sejam efetuados testes em amostras das formações para se determinar os parâmetros da função $\tau_o(\rho)$.

Devido a estes fatores, a utilização do modelo de McLamore na previsão da trajetória de poços direcionais torna-se virtualmente impraticável.

A determinação de um índice de anisotropia para a

formação foi discutida também por Ho[39]. Este índice, a exemplo do índice de anisotropia da broca, é também definido como uma razão entre eficiências. Neste caso são definidas eficiência de perfuração paralela e perpendicular às camadas sedimentares $r_{||}$ e $r_{\perp}$ por:

$$r_{||} = \frac{R_{||}}{F_{||}} \qquad \text{(II-26a)}$$

e

$$r_{\perp} = \frac{R_{\perp}}{F_{\perp}} \qquad \text{(II-26b)}$$

O índice de anisotropia é definido então por:

$$I_f = \frac{r_{||}}{r_{\perp}} \qquad \text{(II-27)}$$

Substituindo II-26 em II-27 obtém-se:

$$\frac{R_{||}}{R_{\perp}} = \frac{D_{||}}{D_{\perp}} = I_f \times \frac{F_{||}}{F_{\perp}} \qquad \text{(II-28)}$$

As mesmas considerações feitas em relação à anisotropia da broca são válidas e portanto a função f_{for} a ser considerada é:

$$f_{for} = I_f \times \overline{\left(\frac{F_{||}}{F_{\perp}}\right)} \qquad \text{(II-29)}$$

Sob este cenário, então, o modelo de variação azimutal tem a seguinte formulação:

$$K = k_{ne} + k_{bha} x I_b x \overline{\left(\frac{F_l}{PSB}\right)} + k_{tvi} x \frac{d\theta}{dPM} + \\ + k_{for} x I_f x \overline{\left(\frac{F_{\parallel}}{F_{\perp}}\right)} \qquad \text{(II-30)}$$

$$\varepsilon_{i+1} = \varepsilon_i + \frac{K_i}{\sin(\theta_i)} \Delta PM_i \qquad \text{(II-10)}$$

Os coeficientes característicos k_{ne}, k_{bha}, k_{tvi}, e k_{for} podem ser agrupados em um vetor **k** chamado vetor dos coeficientes característicos.

$$\mathbf{k} = (k_{ne}\ k_{bha}\ k_{tvi}\ k_{for}) \qquad \text{(II-31)}$$

CAPÍTULO III

APLICAÇÃO DO MODELO

O modelo matemático descrito no capítulo II é aplicado de dois modos diferentes: no modo inverso ou de análise, ele é usado para se determinar os valores dos coeficientes característicos (vetor $\vec{k}$) de uma região ou formação; no modo direto, através de um processo de média dos valores encontrados nas análises de poços previamente perfurados, ele é usado na previsão da trajetória de um poço a ser perfurado e conseqüentemente do ângulo de saida λ.

Determinação dos coeficientes característicos k_{ne}, k_{bha}, k_{tvi} e k_{for} (vetor $\vec{k}$) (Modo inverso)

Definindo RESÍDUO AZIMUTAL no ponto i (res_i) como a diferença entre o valor do azimute indicado pelo modelo (ε_i) e o valor do azimute real ($\varepsilon_{i,real}$), os coeficientes característicos no intervalo sendo analisado serão aqueles que minimizam a raiz quadrada do somatório dos quadrados dos resíduos (rsqr) neste intervalo, ou seja:

$$res_i = \varepsilon_i - \varepsilon_{i,real} \qquad \text{(III-1)}$$

$$rsqr = \sqrt{\sum (res_i)^2} \qquad \text{(III-2)}$$

($\vec{k}$ tal que rsqr=mínimo) (III-3)

onde o somatório é feito em todos os pontos do intervalo.

Outro método de se determinar os coeficientes é através da minimização da distância entre a trajetória real e calculada. Para este caso tem-se:

$$dist_i^2 = (x_i - x_{i,real})^2 + (y_i - y_{i,real})^2 \qquad (III-4)$$

$$rsqr = \sqrt{\sum (dist_i)^2} \qquad (III-4)$$

Os dois métodos foram testados e apresentaram resultados bastante semelhantes, sendo que o primeiro exige muito menos esforço computacional pois não necessita calcular a trajetória do poço a cada iteração (coordenadas x e y).

No processo de minimização da função rsqr é usado o método SIMPLEX multivariável[40].

Reconstrução do poço
(Modo direto)

Os vetores $\vec{k}$ obtidos nas análises realizadas em um poço pelo método inverso devem ser capazes de permitir a reconstrução da trajetória a partir da geração dos azimutes ε_i usando o modo direto. Esta qualidade é chamada de poder de reconstrubilidade do modelo. A medida do poder de reconstrubilidade é obtida considerando quatro aspectos: 1) a distância final entre o poço analisado e o reconstruido, 2) a distância média entre os pontos geradores das trajetórias, 3) a comparação entre a TVA calculada e a TVA

real em um mesmo intervalo, e 4) a comparação visual das projeções horizontais das trajetórias.

Os dois primeiros aspectos são interpretados numéricamente a partir das seguintes expressões:

$$dist_{final} = \sqrt{(x_{final} - x)^2 + (y_{final} - y)^2} \qquad (III-6)$$

$$dist_{média} = \sqrt{\frac{\sum dist_i^2 \times \Delta PM_i}{\sum \Delta PM_i}} \qquad (III-7)$$

onde o somatório é feito em todos os pontos da trajetória do poço, e ΔPM é o comprimento medido de cada intervalo.

A utilização do peso ΔPM_i tem como finalidade normalizar a média de acordo com a densidade de pontos. Trechos com grande densidade de pontos (e portanto com ΔPM_i pequenos) como no início do poço poderiam mascarar o valor de $dist_{média}$.

Cabe explicar que na reconstrução de um poço, as inclinações usadas na trajetória reconstruida são as mesmas do poço real. Isto faz com que o modelo esteja sujeito às mesmas taxas de variação de inclinação existentes durante a análise do poço (modo inverso).

O terceiro aspecto, devido ao número de valores a serem comparados, é melhor interpretado usando gráficos tipo valores calculados x valores reais. Quanto mais próximos da linha identidade (y=x) estiverem os pontos, melhor a reconstrubilidade do modelo.

Por último, a comparação visual permite se analisar o poço reconstruido como um todo.

Previsão do poço
(Modo direto)

Para que se possa prever a trajetória de um poço é necessária a especificação de um vetor $\vec{k}_{prev}$ que seja representativo do comportamento que o poço terá durante sua perfuração. Na determinação deste vetor, é usado um processo de média ponderada baseada nos vetores $\vec{k}'_{real}$ obtidos nas análises de poços previamente perfurados. Codling[10] utilizou quatro tipos de pesos em seu trabalho. Dois destes pesos são usados: o relativo ao comprimento dos trechos analisados e o relativo às distâncias horizontais dos trechos dos poços analisados ao trecho correspondente do poço sendo previsto. O peso relativo à distância vertical não é necessário devido ao critério de divisão dos trechos, explicado adiante. O peso relativo à influência da composição de fundo é também desnecessária pois já está implícito no modelo.

A expressão do peso total a ser aplicado ao vetor $\vec{k}_{i,j}$ (vetor obtido na análise do trecho i do poço de correlação j) é dada por:

$$W_{i,j} = WL_{i,j} \times WH_{i,j} \qquad \text{(III-6)}$$

e o vetor previsto para o trecho i do poço previsto, $\vec{k}_{i,prev}$, é dado por:

$$\vec{k}_{i,prev} = \frac{\sum W_{i,j} \times \vec{k}_{i,j}}{\sum W_{i,j}} \qquad \text{(III-7)}$$

onde o somatório é feito com todos os poços e correlação.

A uso do peso WL, relativo ao comprimento do trecho analisado, tem a finalidade de evitar que valores anormais dos componentes do vetor $\vec{k}$ obtido na análise de um trecho curto venha a influenciar demais o vetor $\vec{k}_{prev}$. Isto quer dizer que o vetor $\vec{k}$ obtido pela análise de, por exemplo, 500m em um determinado trecho de um poço intuitivamente deve representar melhor a essência do fenômeno do que o vetor $\vec{k}$ obtido na análise de um trecho de 100m em um outro poço. A expressão adotada para WL é, portanto o comprimento do trecho dada por:

$$WL = PM_{fim} - PM_{início} \qquad \text{(III-8)}$$

O uso do peso WH, relativo à distância horizontal entre um poço de correlação e o poço previsto, é justificado se se considerar que, teoricamente, dois poços próximos devem apresentar comportamentos mais semelhantes do que dois poços muito afastados. Codling[10] utilizou como peso WH a função distribuição normal dada por:

$$WH(d,\sigma) = e^{\frac{-1}{2}\left(\frac{d}{\sigma}\right)^2} \qquad \text{(III-9)}$$

onde σ é o valor do desvio padrão da distribuição normal. Em seu artigo, Codling assumiu σ= 3000ft (914.4m) para as

distâncias horizontais e σ=1000ft (304.8m) para as distâncias verticais. A justificativa dada para que o desvio padrão relativo à distância horizontal seja maior que o relativo à distância vertical é de que a geologia varia mais com a profundidade do que lateralmente. Entretanto nenhuma justificativa foi dada para os valores atribuidos à σ.

Outra forma de atribuir pesos maiores para poços mais próximos é usar como WH o inverso da distância:

$$WH(d) = \frac{1}{d} \qquad \text{(III-10)}$$

O uso da expressão III-10 em substituição à III-9, além de satisfazer o mecanismo desejado evita a utilização do termo σ cujo valor é discutível.

Para efeito de cálculo, a distância entre dois trechos é definida como a distância entre os pontos médios destes trechos.

De posse dos $\vec{K}_{prev}$, a determinação da trajetória de projeto deve ser feita iterativamente, variando-se alguns parâmetros (profundidade do KOP ou inclinação máxima por exemplo), até se obter a proximidade desejada ao centro do objetivo. Ao atingir a convergência, o valor de ε_1 indica o azimute de saida e λ, obtido com a expressão II-1 é o ângulo de saida.

Critério de divisão dos trechos

Dos fatores envolvidos na TVA, alguns podem ser classificados como contínuos enquanto que outros podem ser

classificados como discretos. Variáveis contínuas são por exemplo força sobre broca, inclinação, TVI, RPM; variáveis discretas são por exemplo tipo de formação, tipo de broca, composição da coluna e diâmetro da fase. Esta classificação é importante visto que variáveis discretas podem ser usadas para selecionar os trechos a serem analisados.

O critério para divisão de trechos adotado neste trabalho é baseado nos diâmetros das fases, subdivididos pelas formações geológicas. Desta forma, vetores $\vec{k}$ obtidos na fase de 17 1/2" (diâmetro nominal da broca) dos poços de correlação são usados na fase de 17 1/2" de um poço a ser previsto; além disso, dentro de uma mesma fase, vetores obtidos em uma formação geológica são usados na mesma formação no poço a ser previsto. Este critério justifica o fato de não se utilizar pesos relativos às distâncias verticais dos trechos analisados.

CAPÍTULO IV

PROCEDIMENTOS COMPUTACIONAIS

Para que o modelo descrito acima fosse testado, foram desenvolvidos cinco programas em FORTRAN 77.

O primeiro programa, chamado FBHA, tem como finalidade gerar arquivos contendo os valores das profundidades medidas em cada ponto da trajetória e os respectivos valores da função f_{bha}, usando como entrada tabelas construidas a partir da análise das colunas de perfuração através do programa de elementos finitos de Brakel (ver capítulo V). O uso de tabelas com os valores de f_{bha}, em vez de se determinar o valor diretamente diminui radicalmente o tempo de execuçao dos outros programas.

O segundo programa, chamado ANALISA, analisa os poços de correlação para determinar os vetores $\vec{k}$ para cada trecho, segundo a divisão descrita anteriormente. Os trechos que sofreram algum tipo de correção por meio de colunas com motor de fundo, Rebel-Tool ou jatos desbalanceados são expurgados da análise. Um dos problemas críticos que ocorrem nas análises dos trechos é a determinação do azimute inicial ε_1. Macroscopicamente os vetores tangentes à trajetória apresentam variações de azimute suaves, entretanto microscopicamente podem haver descontinuidades ou comportamentos anormais destes vetores nos pontos iniciais dos trechos. Uma escolha indevida do azimute inicial pode levar a minimizações errôneas que levariam a coeficientes

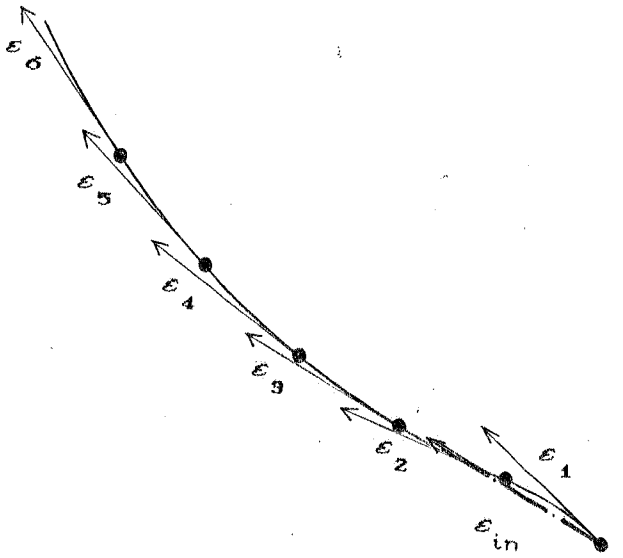
irreais. A figura 10 ilustra esta situação.

Para contornar este problema é utilizado como azimute inicial o azimute do vetor tangente à uma curva ajustada à trajetória. Esta ajustagem é obtida através de uma regressão parabólica da trajetória no início do trecho (apêndice 5). A utilização de seis pontos na regressão se mostrou suficiente para representar o azimute inicial.

O terceiro programa, chamado TRAJET, gera as trajetórias dos poços, sejam a partir de vetores obtidos das análises (reconstrução) como de vetores obtidos pela média (previsão); além disso, calcula as distâncias finais e médias e geram dois arquivos, um contendo as taxas de variação azimutal real e calculada para cada intervalo e outro com os valores necessários para o traçado dos poços (profundidade vertical, afastamento e coordenadas relativas nos eixos NS e EW).

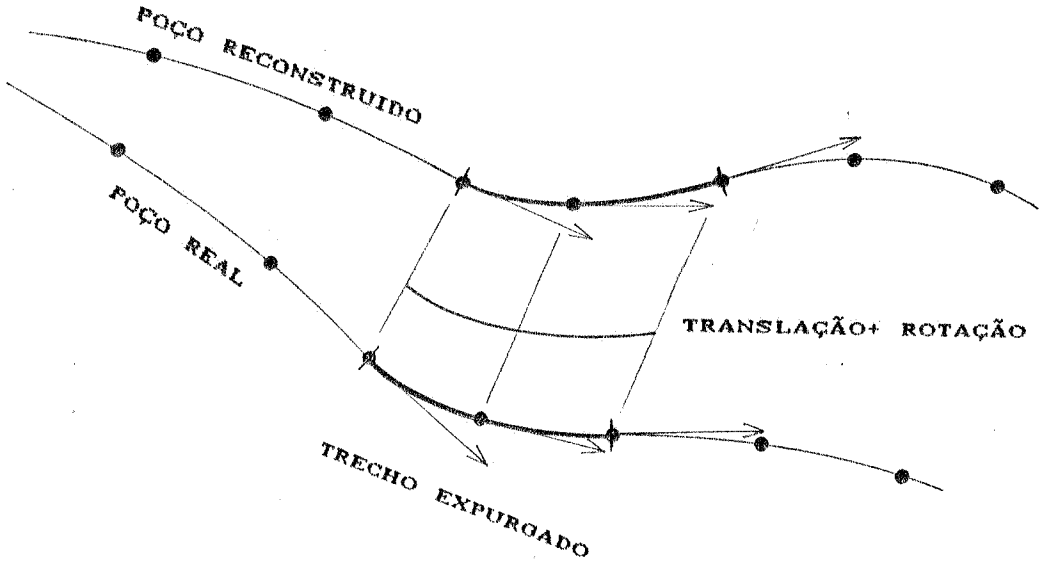
Todos os trechos expurgados da análise devido à utilização de colunas de correção, são, neste programa reintegrados à trajetória. Para que seja mantida a integridade destes trechos, é feita uma montagem do trecho real expurgado no trecho correspondente da trajetória sendo reconstruida. Esta montagem é um processo de translação do trecho expurgado à origem, rotação para alinhamento vetorial com o poço reconstruido e nova translação da origem até a extremidade atual do poço reconstruido. A figura 11 mostra, esquematicamente este processo de montagem.

O quarto programa, chamado PREVER, calcula os vetores $\vec{k}^{\,\alpha}_{prev}$ utilizando os valores dos coeficientes obtidos



EFEITO MICROSCÓPICO NA ESCOLHA DO AZIMUTE INICIAL

FIGURA 10



PROCESSO DE COLAGEM (ROTAÇÃO E TRANSLAÇÃO)
DE UM TRECHO EXPURGADO

FIGURA 11

com o programa ANALISA e com os dados iniciais de projeto do poço a ser perfurado (para determinação das distâncias dos trechos previstos aos trechos dos poços perfurados).

O quinto programa, chamado LEAD utiliza os vetores $\vec{k}^{,a}_{prev}$ obtidos com o programa PREVER juntamente com os dados de projeto e iterativamente determina a trajetória de projeto e conseqüentemente o ângulo de saida. O programa foi desenvolvido para projetos do tipo "build & hold". O parâmetro iterado pode ser o ângulo máximo (θ_{max}) ou a profundidade do KOP.

Como a força lateral devido à coluna de perfuração é função da trajetória do poço, seu cálculo, e portanto a determinação de f_{bha}, requer também um processo iterativo. Para isto, o programa de elementos finitos de Brakel foi transformado em subrotina mediante algumas alterações superficiais e acoplado ao programa LEAD. Conhecida a trajetória até o ponto i, arbitra-se um valor inicial para ε_{i+1}(no programa LEAD faz-se inicialmente $\varepsilon_{i+1}=\varepsilon_i$); tanto ΔPM_{i+1} quanto θ_{i+1}, e portanto $\Delta\theta/\Delta PM$, são conhecidos. Determina-se então a força lateral $(F_l)_{i+1}$. Calcula-se $(f_{bha})_{i+1}$ através da expressão II-22. Recalcula-se então o valor de ε_{i+1} usando II-30 e II-10 e compara-se este valor com o estimado. A utilização do método das aproximações sucessivas se mostrou bastante demorado (em torno de 8 iterações), ou mesmo não convergente (oscilando entre dois pontos). Para contornar estes dois problemas, foi usado um método das aproximações sucessivas modificado (apêndice 6). Este método reduziu à metade o número médio de iterações

necessários à convergência.

Análise da sensibilidade aos fatores

Um meio de verificar a importância de cada fator no modelo é comparar os resultados obtidos com e sem a inlcusão destes fatores no modelo. Para que isto seja possível todos os programas (excluido FBHA) foram estruturados para permitir a escolha dos fatores que se quer considerar. Além disso os programas permitem também a aplicação do modelo de McMillian (expressão II-4). A seleção dos fatores considerados é feita através de máscaras (códigos 1 ou 0) no arquivo de dados de forma que apenas os fatores marcados com 1 sejam considerados. Os programas foram também estruturados para permitir a introdução de novos fatores com apenas pequenas modificações nos programas.

Cinco máscaras foram usadas para se testar a sensibilidade do modelo aos fatores:

M1 - analisa o modelo de McMillian (coeficiente k_{MM})

M2 - considera apenas k_{ne} (expressão II-30)

M23 - considera k_{ne} e k_{bha}

M24 - considera k_{ne} e k_{tvi}

M234 = considera k_{ne}, k_{bha} e k_{tvi}

CAPÍTULO V

VALIDAÇÃO DO MODELO e RESULTADOS

Dados de campo

Os dados usados para se testar o modelo são relativos a um campo desenvolvido na bacia de Campos-RJ. Ao todo quinze poços foram perfurados neste campo a partir de plataformas do tipo semi-submersíveis.

Para se criar uma situação similar à que se teria no campo em um procedimento normal de aplicação do método, os dez primeiros poços foram tratados como poços de correlação, isto é, poços cujas informações eram totalmente conhecidas, e os cinco restantes tratados como poços a serem perfurados. Desta forma, a previsão de qualquer dos cinco poços é feita usando a mesma bagagem de informações, o que potencialmente verifica a capacidade de previsão do método independente da ordem de perfuração destes cinco poços restantes.

Os dados coletados dos quinze poços (chamados neste texto de POÇO01 a POÇO15) foram os seguintes:

1- dados de projeto (vide capítulo I),
2- coordenadas da base (localização da sonda de perfuração),
3- profundidade medida, inclinação e direção dos pontos da trajetória,

4- colunas utilizadas (descrição, profundidades de entrada e saida, peso aplicado na broca, velocidade de rotação),

5- profundidades do início das fases,

6- formações atravessadas (tipo e profundidade vertical do topo).

As informações relativas às formações geológicas (inclinação e azimute dos mergulhos) não eram disponíveis e portanto o termo relativo à anisotropia da formação na expressão II-14 não pôde ser considerado. Segundo a hipótese de linearidade da função $k(X_i)$ a influência deste fator deve migrar para o termo não explicado k_{ne}.

Outro fator observável é que o arquivo de colunas continha apenas a descrição literal e não as medidas exatas dos elementos. Portanto, os comprimentos assumidos foram os seguintes:

comando - 30 pés
comando curto - 15 pés

Como também não se dispunha dos diâmetros dos poços (cáliper), foram assumidos os seguintes valores:

FASE	DIÂMETRO
fase 17 1/2"	17.70"
fase 12 1/4"	12.45"
fase 8 1/2"	8.60"

Dados de anisotropia de brocas I_b também não eram

disponíveis. Se for assumido um valor fixo para todas as brocas, este valor será incorporado por multiplicação a todos os k_{bha} e portanto nenhuma influência haverá nos resultados do modelo, ou seja, usar I_b=0.8 ou I_b=1 para todas as brocas irá resultar em valores diferentes de k_{bha} mas não dos resultados. Frente a isto, foi assumido I_b=1 em todas as análises realizadas.

Análise das colunas de perfuração

Cada coluna usada na perfuração dos dez primeiros poços foi analisada com a parte estática do programa de elementos finitos de Brakel[27] em todos os pontos do trecho que perfurou, e os valores das profundidades dos pontos, juntamente com os pesos sobre a broca e a forças laterais, armazenados em tabelas. Estas tabelas deram origem a outras tabelas com a utilização do programa FBHA, que são então consultadas pelos programas ANALISA e TRAJET.

Análise e reconstrução dos poços de correlação

Todos os dez poços de correlação foram analisados utilizando-se as cinco máscaras. A tabela 1 apresenta os valores dos coeficientes obtidos nas análises.

Os valores dos coeficientes da tabela 1 foram então usados na reconstrução dos poços (programa TRAJET). Os resultados destas reconstruções são mostrados na tabela 2.

A análise da tabela 2 revela uma melhora crescente no poder de reconstrubilidade tanto sob o primeiro aspecto (distância final) quanto sob o segundo aspecto (distância

TABELA 1-a

COEFICIENTES k RESULTANTES DAS ANÁLISES
NOS POÇOS DE CORRELAÇÃO

	M1	M2	M23		M24		M234		
	k_{MM}	k_{ne}	k_{ne}	k_{bha}	k_{ne}	k_{tvi}	k_{ne}	k_{bha}	k_{tvi}
POÇO01									
EC1	2.893	.775	-.093	-.256	1.797	-.198	-.702	-.328	.070
CU1	2.384	1.027	.866	-.164	.483	.235	-.493	-.859	.295
EC2	4.913	2.120	-.210	-.952	3.197	.593	-.157	-.941	.014
CUS	1.107	.562	.602	-.724	.470	.015	.808	-.990	-.031
CUI	.943	.570	.655	3.398	.371	-.307	.992	6.517	.399
CC	.868	.509	-.565	-1.086	.440	.274	-.652	-1.181	-.031
POÇO02									
EC1	3.389	1.093	-.304	-.383	2.964	-.353	.525	-.318	-.112
CU1	3.149	1.710	4.122	1.264	1.352	.709	4.143	1.271	-.014
EC2	3.534	1.639	1.860	.257	2.613	.382	2.636	.109	.355
CU2	.178	.069	.106	.187	.800	-.310	.248	.149	-.063
CUS	3.669	1.950	2.008	.250	-.484	.433	-.834	-.745	.464
CUI	2.011	1.207	.180	-3.089	.701	-.371	-.683	-3.388	-.561
CC	1.669	.958	.663	-2.824	1.174	-.147	.856	-1.769	-.056

EC1- primeira ocorrência da formação Embore/Clastica (fase 17 1/2")
CU1- primeira ocorrência da formação Campos/Ubatuba (fase 17 1/2")
EC2- segundao corrência da formação Embore/Clastica (fase 17 1/2")
CU2- segunda ocorrência da formação Campos/Ubatuba (fase 17 1/2")
CUS- formação Campos/Ubatuba superior (fase 12 1/4")
CUI- formação Campos/Ubatuba inferior (fase 12 1/4")
CC- formação Campos/Carapebus (fase 8 1/2")

TABELA 1-b

COEFICIENTES k RESULTANTES DAS ANÁLISES
NOS POÇOS DE CORRELAÇÃO

	M1	M2	M23		M24		M234		
	k_{MM}	k_{ne}	k_{ne}	k_{bha}	k_{ne}	k_{tvi}	k_{ne}	k_{bha}	k_{tvi}
POÇO03									
EC1	3.933	1.133	1. EC	-.109	1.294	-.021	.735	-.137	.030
CU1	.529	.285	.279	-.703	.277	-.019	.335	-2.042	.146
EC2	8.068	3.751	.577	-1.010	3.895	-.450	5.953	.636	-.633
CUI	1.381	.828	.452	-2.242	1.019	-.290	.562	-1.821	-.059
CC	-.731	-.359	.226	2.401	-.381	-.010	.834	2.767	.184
POÇO04									
EC2	1.473	.342	1.496	.349	3.045	-.571	4.895	.443	-.652
EC2	.608	.278	.234	-.061	.410	-.025	.349	-.091	-.025
CU2	1.309	.582	1.161	.143	.494	-.089	.911	.097	-.063
CUI	2.160	.985	1.422	.608	.485	.212	-1.833	-2.158	.538
CC	.523	.226	.165	.519	.285	.023	-.251	.933	-.144
POÇO05									
EC1	-1.186	-.115	-.118	-.031	.240	-.293	.339	.018	-.372
CU1	1.258	.191	.244	.009	1.241	-.463	1.317	-.025	-.556
EC2	1.923	.493	.488	-.109	1.326	-.290	1.144	-.068	-.228
CU2	1.199	.503	-.115	-.603	-.204	.439	-.186	-.278	.251
CUI	5.022	1.951	1.751	-.482	2.063	.173	-.553	-2.536	-2.247
CC	3.260	.949	1.251	.518	1.530	.559	1.586	-1.718	1.575
POÇO06									
EC2	4.813	.724	.450	-.088	.664	-.086	.439	-.105	.055
CU2	4.667	1.473	1.392	-.022	.711	.080	-.921	-.244	.160
CUI	1.433	.602	.565	.088	.651	.220	.907	-.359	.709
CC	-.379	-.121	-.145	-.677	-.181	-.048	.183	-2.605	.321

TABELA 1-c

COEFICIENTES k RESULTANTES DAS ANÁLISES
NOS POÇOS DE CORRELAÇÃO

	M1	M2	M23		M24		M234		
	k_{MM}	k_{ne}	k_{ne}	k_{bha}	k_{ne}	k_{tvi}	k_{ne}	k_{bha}	k_{tvi}
POÇO07									
CU2	8.293	1.469	1.043	-.586	1.155	.157	.199	-8.290	-2.382
CUS	-2.920	-1.174	1.862	1.374	2.675	-.582	1.792	1.492	.049
CUI	1.284	.554	.301	-3.562	.619	.115	.878	-7.400	1.494
CC	.947	.408	.440	.347	.418	-.212	.357	-.674	-.243
POÇO08									
CU1	1.930	.699	.762	-.221	.712	.027	.752	-.221	-.019
EC2	1.957	.607	.005	-.365	.628	.058	.060	-.342	.048
CU2	14.695	5.628	10.109	3.111	3.523	-1.537	9.720	5.885	-3.210
CUI	2.127	.934	.056	-2.268	.575	-.590	1.075	1.903	-.978
CC	-1.003	-.185	-.181	.022	-.196	-.006	-.356	.451	-.148
POÇO09									
EC1	1.333	.358	-.410	-.414	2.838	-.726	1.288	-.210	-.386
CU1	3.080	1.191	1.062	-.463	1.264	-.505	1.293	.084	-.543
EC2	3.766	1.508	1.375	-.152	1.995	-.316	1.869	-.162	-.326
EC2	2.759	1.131	1.087	.195	.913	.167	1.040	.180	.039
CU2	1.177	.470	.596	.232	.868	.264	.811	-2.139	.997
CUI	1.782	.680	1.167	.063	.865	-.611	.829	-.006	-.645
CC	.269	.108	.081	-.168	.113	.010	.058	-.281	-.012
POÇO10									
EC1	-.278	-.032	-.092	.014	.363	-.162	.443	-.088	-.194
EC2	3.147	1.608	.205	-.927	1.899	-.395	.266	-.907	-.040
CUI	2.867	1.494	2.015	-11.728	-.083	-.736	.984	-6.227	-.367
CC	-1.144	-.469	-.219	3.644	-.357	-.246	.094	5.680	-.382

TABELA 2

Distância final entre os Poços (m)
Distância média entre os trajetórias (m)

POÇO	MÁSCARA				
	M1	M2	M23	M24	M234
POÇO01	60.84 30.73	74.58 36.46	12.43 5.02	38.74 16.71	19.59 8.40
POÇO02	104.74 50.60	101.61 48.03	71.37 26.52	13.42 13.79	10.67 4.35
POÇO03	194.34 98.08	131.97 67.01	44.16 21.48	36.51 19.59	61.20 29.41
POÇO04	91.09 40.82	95.72 42.35	98.60 44.61	82.27 37.91	84.77 39.61
POÇO05	15.82 8.46	22.04 11.43	24.86 13.18	11.20 5.50	5.92 4.13
POÇO06	22.92 10.94	22.60 10.79	19.12 9.30	45.07 20.73	20.78 9.67
POÇO07	35.74 12.14	36.73 12.57	18.35 6.21	24.45 7.95	15.46 5.42
POÇO08	54.34 26.15	52.65 25.18	69.78 33.27	50.31 23.60	66.44 31.68
POÇO09	35.88 20.34	33.68 19.35	6.03 3.25	13.36 5.70	19.17 8.25
POÇO10	83.46 42.29	83.47 42.74	46.29 26.06	80.94 38.38	25.82 14.01

média entre as trajetórias), conforme se acrescentem novos fatores ao modelo. Os resultados obtidos com as máscaras M1 e M2 são semelhantes e com o menor poder de reconstrubilidade. A máscara M24 apresenta uma melhora em relação às máscaras M1 e M2 . As máscaras que incorporam o fator relativo à coluna de perfuração, M23 e M234, são as que apresentam melhores resultados.

As figuras 12a-e mostram os gráficos comparativos entre TVA reais e TVA calculadas para as cinco máscaras (terceiro aspecto), juntamente com as equações das retas ajustadas. Pode-se ver que o coeficiente angular se aproxima de 1 comforme se acrescentam novos fatores ao modelo.

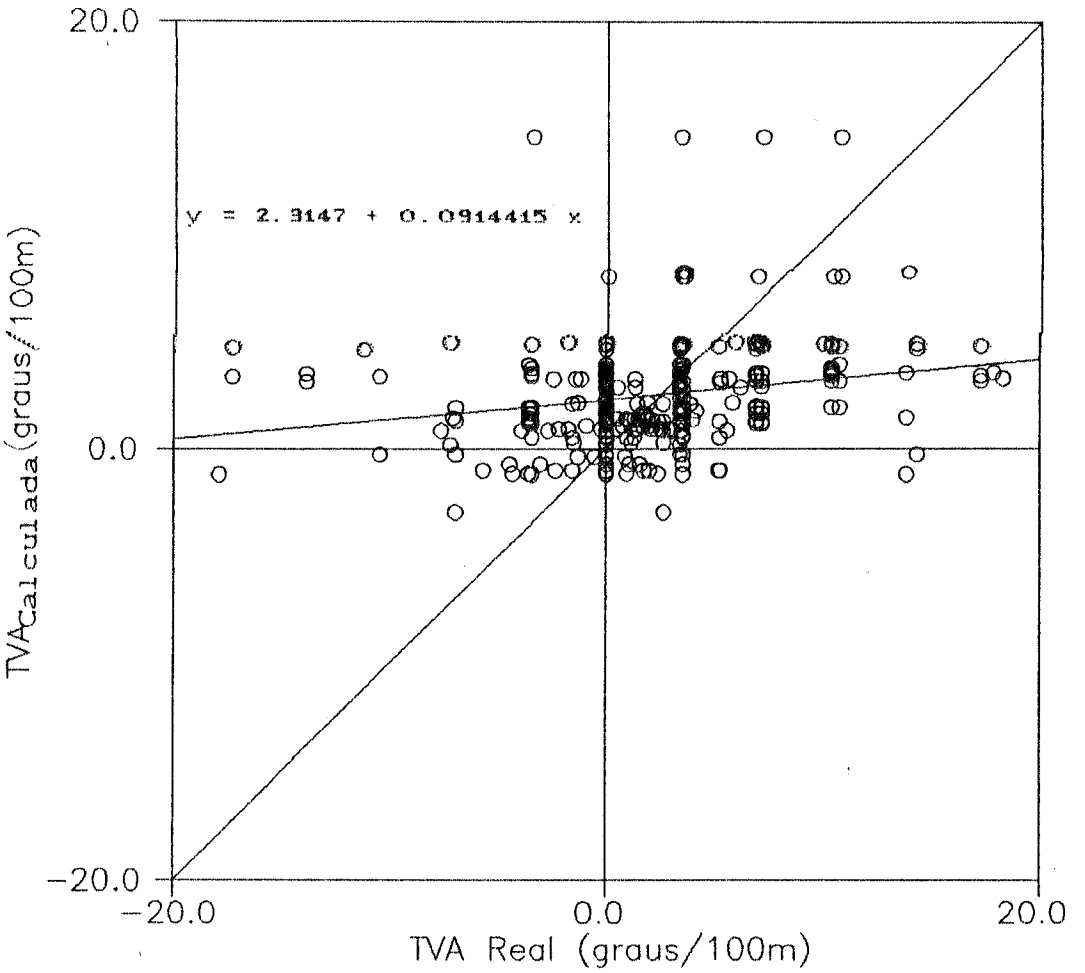
A tabela 3 apresenta os coeficientes de correlação obtidos em uma análise estatística dos resultados. Estes coeficientes de correlação apoiam as conclusões sobre o poder de reconstrubilidade obtidos na análise da tabela 2.

TABELA 3

Coeficientes de correlação obtidos com os resultados das análises feitas com as cinco máscaras

máscara	coef.correl.
M1	0.24
M2	0.25
M23	0.35
M24	0.31
M234	0.48

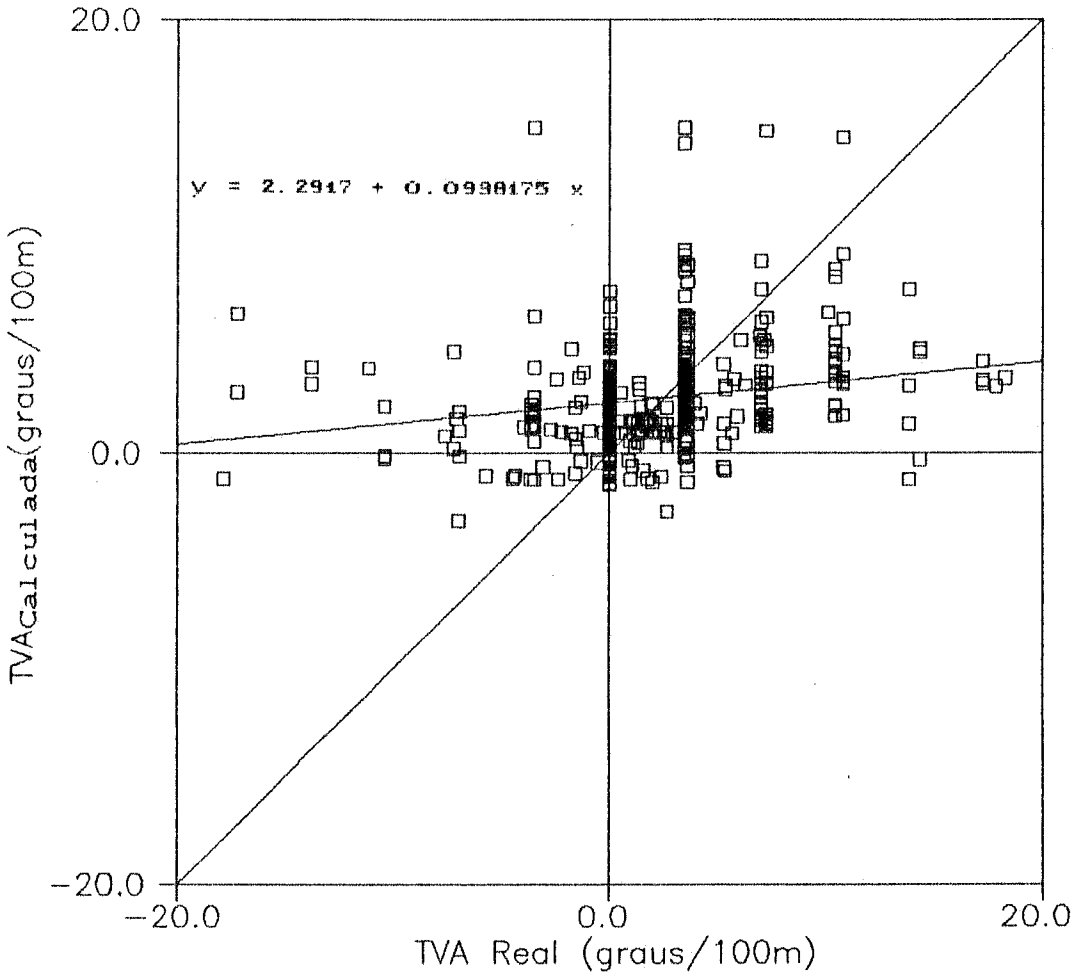
Para verificar o poder de reconstrubilidade sob o quarto aspecto (análise visual), as projeções horizontais dos dez poços obtidas com a utilização das cinco máscaras



COMPARAÇÃO ENTRE TVA'S CALCULADAS E REAIS

MÁSCARA M1

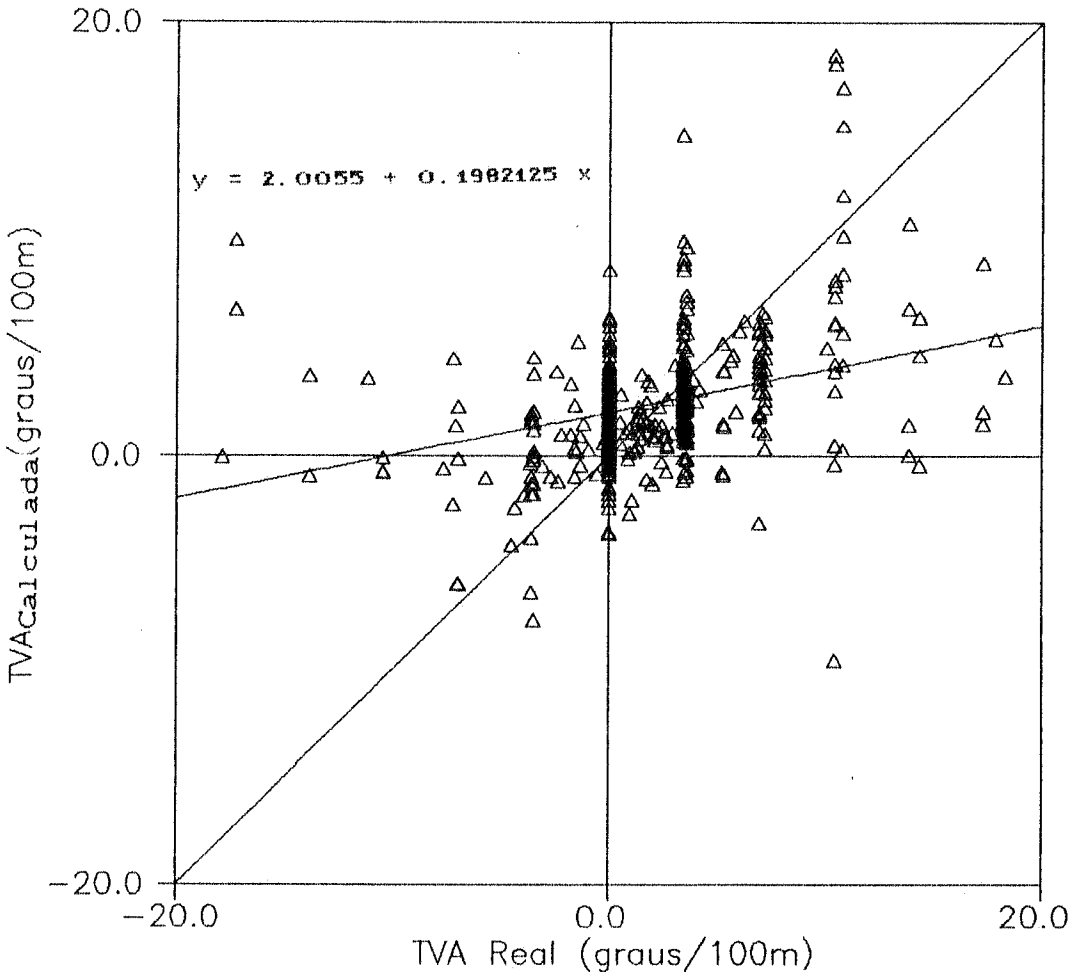
FIGURA 12-a



COMPARAÇÃO ENTRE TVA's CALCULADAS E REAIS

MÁSCARA M2

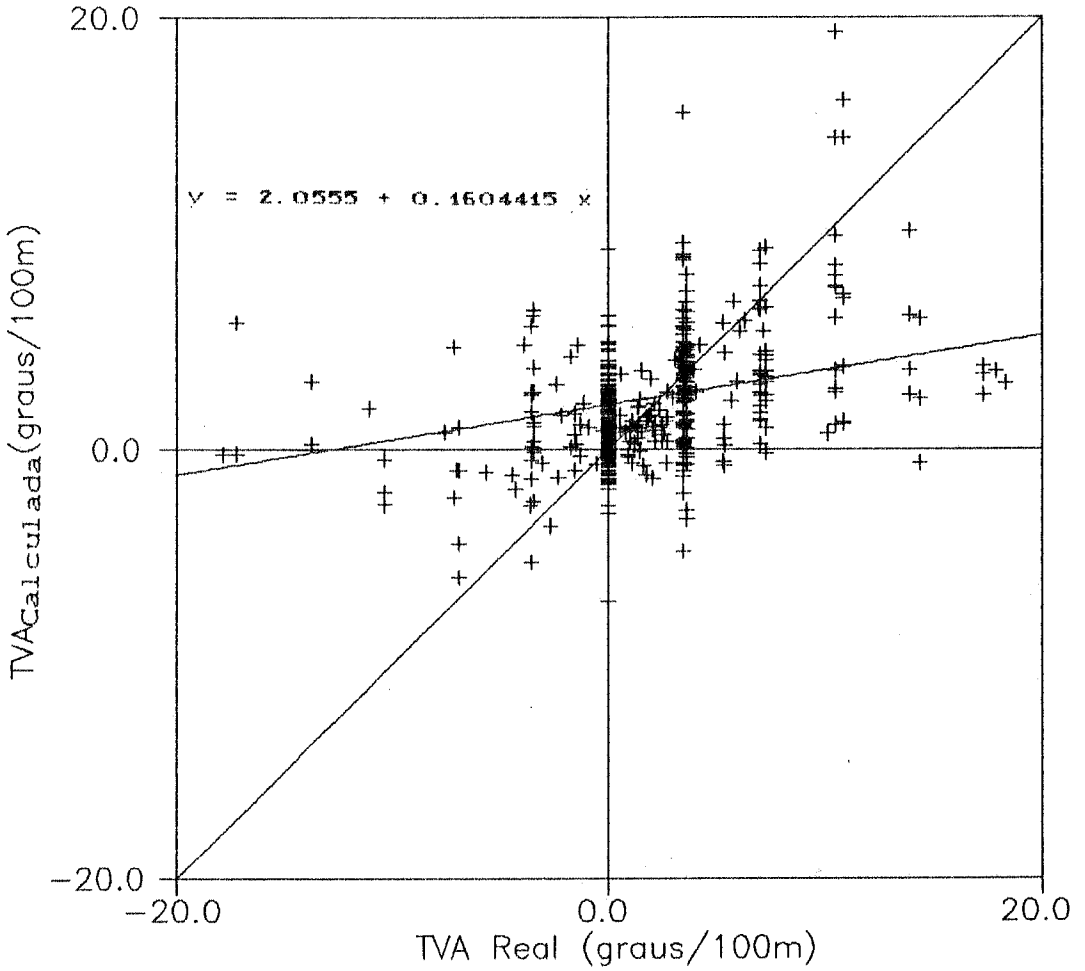
FIGURA 12-b



COMPARAÇÃO ENTRE TVA'S CALCULADAS E REAIS

MÁSCARA M23

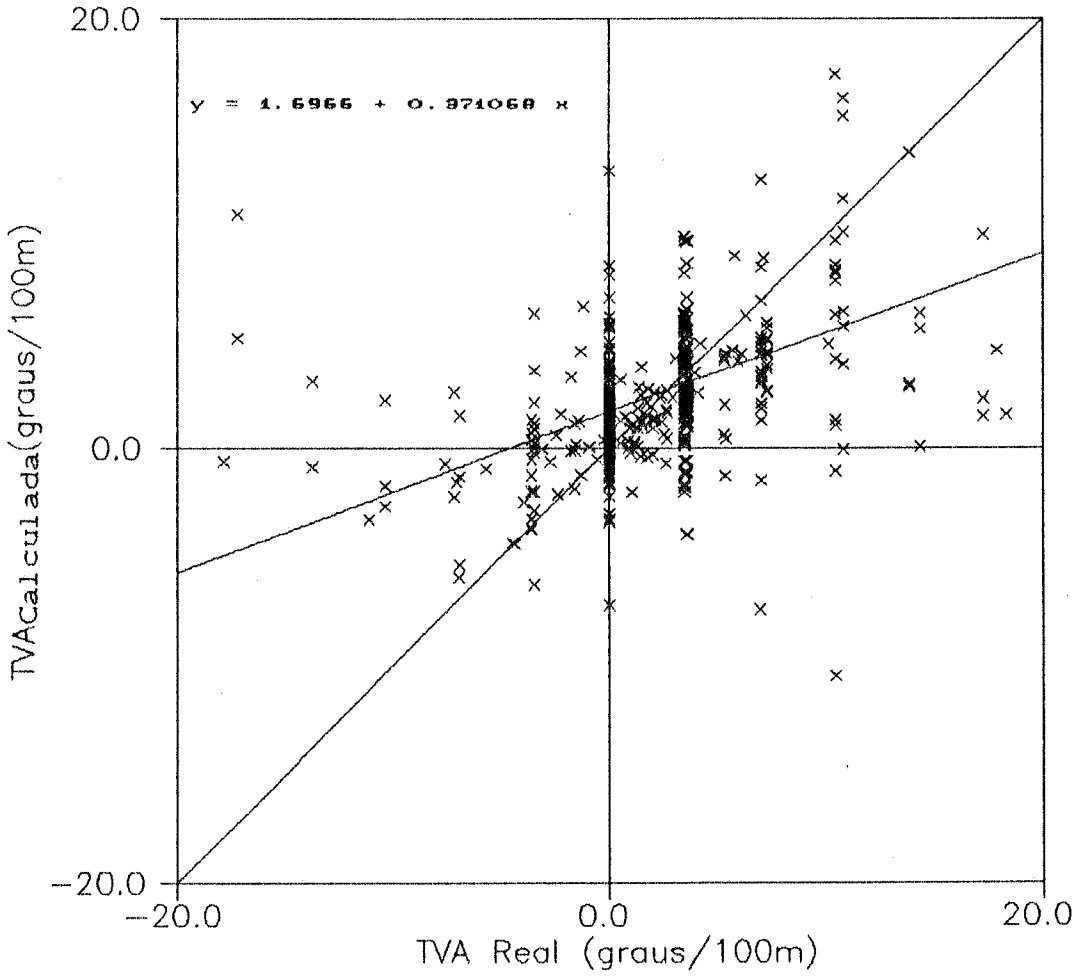
FIGURA 12-c



COMPARAÇÃO ENTRE TVA's CALCULADAS E REAIS

MÁSCARA M24

FIGURA 12-d



COMPARAÇÃO ENTRE TVA'^{s} CALCULADAS E REAIS

MÁSCARA M234

FIGURA 12-e

foram traçadas (apêndice 7 - fig. A7-1 a A7-10). Nestes gráficos deve-se atentar para as semelhanças de curvaturas entre os poços reais e os poços reconstruídos. De forma prática, o melhor procedimento é utilizar uma cópia em transparência e comparar as curvaturas sobrepondo as duas trajetórias. Sob este aspecto também se pode afirmar que o poder de reconstrubilidade cresce com o número de fatores do modelo.

Previsão das trajetórias dos poços

A tabela 4 apresenta os resultados da previsão dos coeficientes característicos para os 5 últimos poços, baseados nos valores da tabela 1 (programa PREVER). Os dados destas tabelas, juntamente com os dados de projeto, foram então usados para se prever a trajetória e o ângulo de saida dos poços (programa LEAD). Nas previsões usando as máscaras M23 e M234 foram consideradas as colunas da tabela 5.

O tempo de execução do programa LEAD para máscaras que não incluam o efeito da coluna de perfuração é pequeno se for utilizado microcomputadores do tipo PC com processador aritmético. Entretanto para se incluir o efeito da coluna de perfuração é necessário a utilização de um computador de grande porte devido ao grande número de acessos à subrotina BHADAP (em média 300 por poço).

O apêndice 7 contém os gráficos das projeções horizontais obtidas com as cinco máscaras (fig. A7-11 a A7-15). Nestes gráficos existem duas linhas tracejadas: a linha tracejada reta representa o projeto do poço sem

TABELA 4

COEFICIENTES k PREVISTOS A PARTIR DA MÉDIA

	M1	M2	M23		M24		M234		
	k_{MM}	k_{ne}	k_{ne}	k_{bha}	k_{ne}	k_{tvi}	k_{ne}	k_{bha}	k_{tvi}
POCO11									
EC1	1.436	.460	-.108	-.293	1.804	-.385	.658	-.176	-.229
CU1	2.472	.980	1.217	-.147	1.105	-.220	1.412	-.023	-.331
EC2	3.379	1.259	.607	-.261	1.652	-.019	1.270	-.145	-.035
CU2	2.525	.889	.901	-.066	.484	.171	.608	-.688	.070
CUS	1.611	.925	1.578	.199	.424	.109	.163	-.364	.239
CUI	2.541	1.090	1.061	-1.248	.982	-.196	.181	-1.621	-.575
CC	.496	.216	.203	.095	.303	.027	.290	-.076	.134
POÇO12									
EC1	1.922	.593	.129	-.172	1.455	-.295	.375	-.176	-.118
CU1	1.857	.755	.955	-.167	.764	.003	.899	-.506	-.050
EC2	3.364	1.301	.245	-.466	1.575	.034	.947	-.277	-.041
CU2	5.176	1.793	2.660	.537	1.158	-.201	2.169	.047	-.709
CC	.289	.178	-.025	.212	.210	.067	.049	.185	.052
POÇO13									
CU1	3.731	1.497	.506	-.419	1.881	-.032	1.350	-.228	-.054
CUI	2.519	1.113	1.087	-1.500	.880	-.085	-.176	-2.251	-.295
CC	.539	.197	.244	.775	.316	.038	.244	.779	.119
POÇO14									
EC1	1.871	.574	.095	-.173	1.440	-.295	.291	-.182	-.112
EC2	3.867	1.552	.301	-.519	1.957	.064	1.131	-.303	-.058
CU2	5.066	1.751	2.575	.510	1.134	-.187	2.071	-.004	-.570
CUS	1.192	.656	1.022	-.300	.514	.035	.581	-.673	.077
CUI	1.932	.910	.709	-1.187	.677	-.270	.517	-.068	-.181
CUI	1.932	.910	.709	-1.187	.677	-.270	.517	-.068	-.181
CC	.502	.293	-.187	-.257	.299	.131	-.164	-.328	.032
POÇO15									
CU1	1.671	.665	.847	-.239	.765	-.061	.918	-.681	-.090
EC2	3.569	1.457	.448	-.453	1.789	-.106	1.334	-.234	-.088
CU2	3.833	1.314	1.795	.234	.822	-.042	1.397	-.394	-.402
CUI	2.096	.969	.900	-2.193	.726	-.127	.112	-2.750	.071
CU	2.096	.969	.900	-2.193	.726	-.127	.112	-2.750	.071
CC	.509	.199	.247	.535	.320	.055	.336	.297	.203

TABELA 5

COLUNAS PADRÃO USADAS NA SIMULAÇÃO

FASE	$d\theta/dPM$	DESCRISSÃO
17 1/2"	BUILD-UP	BR/STB/2 DC 9 1/2"/STB/3 DC 9 1/2"/6 DC 8"
17 1/2"	HOLD	BR/STB/DC CURTO 9 1/2"/STB/DC 9 1/2"/STB 2DC 9"/6 DC 8"
12 1/4"	HOLD	BR/STB/DC CURTO 8" /STB/DC 8" /STB 2DC 8"/6 DC 7 3/4"
8 1/2"	HOLD	BR/STB/DC CURTO 6 1/2"/STB/DC 6 1/2"/STB/ 2DC 6"/6 DC 6 1/2

BR - BROCA
STB - ESTABILIZADOR
DC - COMANDO (DRILL COLLAR)

considerar o efeito da variação azimutal e até então usada como diretriz para se perfurar o poço; a linha tracejada curva representa o projeto do poço considerando o efeito da variação azimutal e é a que se pretende usar como diretriz para se perfurar o poço. O círculo ao final da trajetória representa o alvo a ser atingido (raio de 50 metros).

Pode-se ver que, mesmo utilizando o projeto antigo, já se procurava compensar o efeito da variação azimutal, porém, sem uma estimativa científica para o valor do ângulo de saida e também sem um critério para se averiguar se a trajetória esta se desenvolvendo de forma a atinjir o alvo. Muitas vezes por falta de um base de comparação, se altera uma trajetória desnecessariamente elevando o custo do poço. O novo projeto fornece subsídios para se analisar o desenvolvimento da trajetória e para tomada de decisão.

Os gráficos mostram também os trechos dos poços onde foram feitas correções de trajetória.

A observação do gráfico relativo ao poço 11 mostra que a melhor previsão foi obtida com a máscara M24. Os poços 12 e 13 foram melhores previstos com a utilização da máscara M234 apesar da previsão errônea de uma TVA para a esquerda no final da perfuração deste poço. Devido ao grande número de correções efetuadas no poço 14 (quatro correções) não se pode afirmar qual máscara apresentou melhor previsão.

O poço 15 foi melhor previsto através da máscara M234 apesar de que nenhuma das máscaras previu a tendência de giro a esquerda ocorido no trecho inicial. Entretanto neste trecho foram utilizadas brocas com jatos

desbalanceados, o que permite fazer correções de trajetória por jateamento; entretanto este procedimento não foi encontrado nos registros de operação.

Nos poços 14 e 15 não se conseguiu convergência na simulação com a máscara M23.

A tabela 6 contém os ângulos de saida obtidos para os cinco poços.

TABELA 6

ÂNGULOS DE SAIDA (λ) ENCONTRADOS NA SIMULAÇÃO

	POÇO11	POÇO12	POÇO13	POÇO14	POÇO15
M1	34.5173	37.8932	37.1358	40.2446	40.3584
M2	24.7831	28.5743	29.6746	26.9220	27.3078
M23	17.5770	23.2422	9.2634	*	*
M24	11.9015	18.5531	22.2934	19.7737	18.3369
M234	6.4889	21.2173	11.4137	13.5822	11.7102

* Nao atingiram convergência em 50 iterações

Baseados nestes resultados, pode-se concluir que o modelo tem potencial para prever o comportamento de poços direcionais e que a coluna de perfuração é um fator marcadamente relevante.

A impossibilidade de se incluir o fator geológico pode ter interferido de forma considerável na eficácia do modelo, tanto no modo direto quanto no modo indireto.

CAPÍTULO VI

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Conclusões

O modelo desenvolvido ampliou o modelo de McMillian ao incluir a influência da inclinação e dos efeitos da coluna de perfuração, da taxa de variação azimutal e da anisotropia da formação. Verificou-se que a inclusão destes fatores melhorou o poder de reconstrubilidade do modelo.

A falta de dados relativo aos mergulhos das formações não permitiu a inclusão do fator relativo à anisotropia da formação. Este fato deve interferir de forma considerável na eficácia do modelo.

Mesmo sob esta restrição, entretanto, o modelo se mostrou aplicável permitindo a estimativa do ângulo de saida a ser adotado e também a determinação de um projeto de poço que reflete com mais realismo a trajetória desenvolvida durante sua perfuração.

Recomendações

Para que o fator relativo à coluna de perfuração seja melhorado é necessário que se determine as curvas de anisotropia das brocas (I_b x desgaste dos dentes).

Dados relativos as formações (inclinações e azimutes dos mergulhos) são atualmente obtidas através da Sísmica 3-D. Normalmente estas informações só são coletadas

nas formações de interesse econômico. Os pacotes sedimentares superiores não são examinados. Para que o fator relativo às formações sejam incluidos é necessária a obtenção destas informações em um campo e verificado a importância deste fator no modelo. O resultado desta verificação poderá justificar a análise sísmica em todos os campos desenvolvidos através de poços direcionais.

NOMENCLATURA

ALFABETO ROMANO

Ítem	Descrição
c	Curvatura do poço(=1/ρ)
dist	Distância entre o último ponto da trajetória de um poço e o centro do objetivo; distância entre um ponto da trajetória calculada e o ponto correspondente da trajetória real.
D	Profundidade penetrada (axial/lateral)
F	Força na broca (axial/lateral)
f(X)	Funções constitutivas de $K(X_i)$
H	Profundidade de penetração do dente na rocha
I_b	Índice de anisotropia da broca
I_f	Índice de anisotropia da formação
K	Taxa de variação planar
$K(X_i)$	Função taxa de variação planar
k	Coeficientes da função $K(X_i)$
k_{MM}	Taxa de variação azimutal (McMillian)
k	Vetor coeficientes característicos $(k_{ne}, k_{bha}, k_{tvi}, k_{geo})$
PM	Profundidade medida
R	Taxa de penetração (axial/lateral)
r	Eficiência de perfuração da broca (axial/lateral)
TVA	Taxa de variação azimutal
$W_{i,j}$	Peso Total do trecho i do poço j
$WL_{i,j}$	Peso relativo ao comprimento do trecho i do poço j
$WH_{i,j}$	Peso relativo à distância horizontal do trecho i do poço j
X	Fatores (variáveis) responsáveis pela variação azimutal
x,y,z	Coordenadas medidas nos eixos E-W, N-S e V

ALFABETO GREGO

Ítem	Descrição
β	Semi-ângulo interno de uma cunha (dente de broca)
γ	Ângulo de mergulho da formação
γ_a	Ângulo de mergulho aparente da formação
ε	Azimute
ε'	Ângulo medido em um plano inclinado genérico
ϕ	Coeficiente de atrito interno
λ	Ângulo de Saida
Π_v	Plano vertical
Π_i	Plano inclinado
ρ	Raio de curvatura do poço
$\rho_{1,2}$	Ângulo entre a força aplicada na formação e o plano de sedimentação (aparente)
ψ	Azimute de mergulho da formação
θ	Inclinação do poço
τ_o	Resistência coesiva da rocha

SUBSCRITOS

Ítem	Descrição
i,j	índices seqüenciais genéricos
obj	objetivo
ne	náo-explicados
bha	coluna de perfuração (bottom hole assembly)
tvi	taxa de variação azimutal
geo	geológico
a	axial
l	lateral
⊥	perpendicular
∥	paralelo
v	vertical
i	inclinado
1	mergulho acima
2	mergulho abaixo
prev	previsto
real	real

REFERÊNCIAS

1....Bourgoyne Jr.,A.T., Millheim,K.K, Chenevert,M.E., and Young Jr.,F.S.: "Directional Drilling and Deviation Control" in *Applied Drilling Engineering*, SPE Textbook Series, Richardson, TX (1986), 351-473.

2....Wilson,G.J.: "An Improved Method for Computing Directional Surveys", *Journal of Petroleum Technology*, (August, 1968), 871-876.

3....Walstrom,J.E., Harvey,R.P. and Eddy,H.D.: "A Comparison of Various Directional Survey Models and an Approach to Model Error Analysis", *Journal of Petroleum Technology*, (August, 1972), 935-943.

4....Craig Jr.,J.T. and Randall,B.V.: "Directional Survey Calculation", *Petroleum Engineer*, (March, 1976),38-54.

5....Thorogood,J.L.: "How to get the best results from well-surveying data", *World Oil*, (April, 1986),98-106.

6....Gibson,.T.: "Fully Computerized BHA Analysis Significantly Iproves Directional Drilling Perforance", paper SPE 18045, presented at the63rd Annual Technical Conference and Exibition of The Society of Petroleum Engineers, Houston, TX,(Oct. 2-5, 1988)

7....McMillian,W.H.: "Planning the Directional Well - A Calculation Method", *Journal of Petroleum Technology*, (June, 1981), 952-962.

8....Millheim,K.K.: "Proper Application of Directional Tools Key to Success", *Oil & Gas Journal*, (Nov., 20,1978), 156-165.

9....Millheim,K.K. and Apostal,.C.: "The Effect of Bottomhole Assembly Dynamics on the Trajectory of a Bit", *Journal of Petroleum Technology*,(December, 1981), 2323-2338.

10...Codling,J.: "Heuristic Program - A Guide to Directional Drilling", ASME Drilling & Production Symp.,p.127, (Feb., 1985).

11...Lubinski,A.: "A Study of the Buckling of Rotary Drilling Strings", *Drilling and Production Practices*, (1950), 178.

12...Woods,N.B. and Lubinski,A.: Use of Stabilizers in Controlling Hole Deviations", *Drilling and Production Practices*, (1955), 165

13...Murphey,C.E. and Cheatham Jr.,J.B.: "Hole Deviation and Drill String Behavior", *Society of Petroleum Engineers Journal*, (March, 1966), 11-54.

14...Nicholson Jr.,R.W.: "Analysis of Constrained Directional Drilling Assemblies", Ph.D. Dissertation, The University of Tulsa, (1972).

15...Walker,B.H.: "Some Technical and Economic Aspect of Stabilizer Placement", *Journal of Petroleum Technology*, (June, 1973), 663-672.

16...Wolfson,L.: Three-Diensional Analysis of constrained Directional Drilling Assemblies in a Curved Hole",M.S. Thesis, The University of Tulsa, (1974).

17...Millheim,K.K., Jordan,S. and Ritter,C.: "Bottom Hole Assembly Analysis Utilizing The Finite Element Method", paper SPE 6057, presented at the 51 Annual Fall Technicall Conference and Exibition of The Society of Petroleum Engineers of AIME, New Orleans, LA, (Oct. 3-6, 1976).

18...Walker,B.H. adn Friedman,M.B.: "Three-Dimensional Force and Deflection Analysis of a Variable Cross Section Drill String", *Journal of Pressure VesselTechnology*, (May, 1977), 367-373.

19...Callas,N.P. and Callas,R.L.: "Drill-string analysis shows forces overcome by stabilization", *Oil & GasJournal*, (Nov.,24,1980), 142-152.

20...Callas,N.P. and Callas,R.L.: "Finite-element analysis predicts multiple-stabilizer behavior", *Oil & GasJournal*, (Dec,1,1980), 140-155.

21...Callas,N.P. and Callas,R.L.: "Boundary value problem issolved", *Oil & Gas Journal*, (Dec.,15,1980), 62-66.

22...Baird,J.A., Caskey,B.C., Wormley,D.N. and Stone,C.M.: "GEODYN2: A Bottomhole Assembly/Geological Formation Dynamic Interaction Computer Program", paper SPE 14328, presented at the 60 Annual Fall Technicall Conference and Exibition of The Society of Petroleum Engineers of AIME, Las Vegas,NV (Sep.22-25, 1985).

23...Birades,M. and Fenoul,R.: "ORPHEE 2D: A Microcomputer Program for Prediction of Bottomhole Assembly Trajectory", paper SPE 15285, presented at the Symposium on Petroleum Industry of Microcomputer of The Society of Petroleum Engineers, SilverCreek, CO, (June 18-20, 1986).

24...Birades,M.: "ORPHEE 3D: Dynamic Tridimensional BHA Computer Models", paper SPE 15466, presented at the 61 Annual Fall Technicall Conference and Exibition of The Society of Petroleum Engineers, New Orleans, LA, (Oct. 5-8, 1986).

25...Chandra,U.: "Basic Concepts in Static BHA Analysis for Directional Drilling", paper SPE 15467, presented at the 61 Annual Fall Technicall Conference and Exibition of The Society of Petroleum Engineers, New Orleans, LA, (Oct. 5-8, 1986).

26...Ho,H.S.: "General Formulation of Drillstring Under Large Deformation and Its Use in BHA Analysis",paper SPE 15562, presented at the 61 Annual Fall Technicall Conference and Exibition of The Society of Petroleum Engineers, New Orleans, LA, (Oct.5-8, 1986).

27...Brakel,J.D.: "Prediction of Wellbore Trajectory Considering Bottomhole Assembly and Drillbit Dynamics", Ph.D. dissertation, The University ofTulsa, 1986.

28...Brakel,J.D., Azar,J.J.: "Prediction of Wellbore Trajectory Considering Bottomhole Assembly and Drillbit Dynamics", paper SPE/IADC 16172, presented at the 1987 SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans, LA, (March 15-18, 1987).

29...Sutko, A.A., Myers, G.M. and Gaston, J.D.: "Directional Drilling - A Comparison of Measured and Predicted Changes in Hole Angle", *Journal of Petroleum Technology*, (December, 1980), 2090-2096.

30...Brett,J.F. ,Gray,J.A. ,Bell,B.K. ,Dunbar,M.E.: "A Method of modeling the Directional Behavior of Bottomhole Assemblies Including Those with Bent Subs and Downhole Motors", paper SPE/IADC 14767, presented at the 1986 SPE/IADC Drilling Conference, Dallas,TX, (Feb. 9-12, 1986).

31...Millheim,K.K.,Warren,T.M.: "Side Cuttings Characteristics of Rock Bits and Stabilizers While Drilling", paper SPE 7518, presented at the 53rd Annual Fall Technical Conference and Exibition of The Society of Petroleum Engineers of AIME, Houston, TX, (Oct. 1-3, 1978).

32...Lubinski,A., Woods,H.B.: "Factors Affecting the Angle of Inclination and Dog-legging in Rotary Boreholes", *Drilling and Production Practices*,(1953), 222-242.

33...Williamson,J.S., Lubinski,A.: "Predicting Bottomhole Assebly Performance", *SPE Drilling Engineering*,(March, 1987).

34...Rollins,H.M.: "Are 3° and 5° Straight Holes Worth Their Cost?", *Oil & Gas Journal*, (Nov.,1959), 163-171.

35...Sultanov,B.,Shandalov,G.: "Effects of Geological Conditions on Well Deviation", *Izv. Vyssh. Ucheb.Zaved. Geol. Razved*, (1961) No 3, 107 (em russo).

36...Knapp,S.R.: "New Bit Concepts Helps Control Hole Deviation", *World Oil*, (1965), 113-116.

37...McLamore,R.T.: "The Role of Rock Strength Anisotropy inNatural Hole Deviation", *Journal of Petroleum Thecnology*, (Nov., 1971), 1313-1321.

38...Ramsudar,D.: "Bit Deviation Forces Due to Rock-Bit Interaction", M.S. Thesis, The University ofTulsa, (1976).

39...Ho,H.S.: "Prediction of Drilling Trajectory in Directional Wells Via a New Rock-Bit Interaction Model", paper SPE 16658, presented at the 62nd Annual Technical Conference and Exibition of The Society of Petroleum Engineers, Dallas, TX, (Sep.27-30, 1987)

40...Press,W.H.,Flannery,B.P.,Teukolsky,S.A., Vetterling,T.: "Minimization or Maximization of Functions" in *Numerical Recipes*, Cambridge University Press, Cambridge, 1986, 289-293.

41...Jaeger,J.C.: "Shear Failure of Anisotropic Rocks", *Geologic Magazine*, vol. 97, (1960), 65-72

APÊNDICE 1

DETERMINAÇÃO DA RELAÇÃO ENTRE $\Delta\varepsilon'$, $\Delta\varepsilon$ e θ (expressão II-7)

Sejam P_1 e P_2 vetores unitários tangentes à trajetória do poço nos pontos 1 e 2 consecutivos (figura 4). Supondo que as inclinações do poço θ_1 e θ_2 são suficientemente próximas, tem-se (figura A1-1):

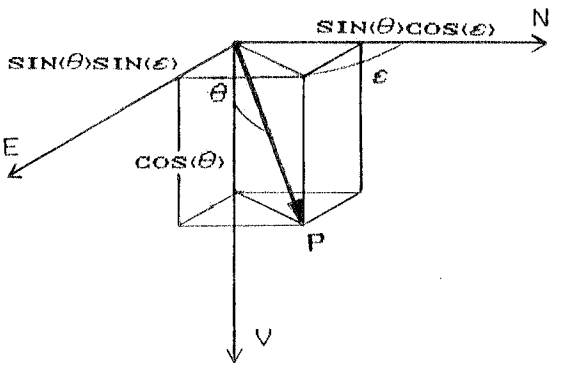


FIGURA A1-1

$$P_1 = (\sin(\theta)\times\sin(\varepsilon_1),\ \sin(\theta)\times\cos(\varepsilon_1),\ \cos(\theta)) \qquad (A1\text{-}1a)$$

$$P_2 = (\sin(\theta)\times\sin(\varepsilon_2),\ \sin(\theta)\times\cos(\varepsilon_2),\ \cos(\theta)) \qquad (A1\text{-}1b)$$

onde

$$\theta = \frac{\theta_1 + \theta_2}{2} \qquad (A1\text{-}2)$$

O produto escalar entre os vetores P_1 e P_2 é dado por:

$$P_1 \circ P_2 = |P_1||P_2| \cos(\Delta\varepsilon') = \cos(\Delta\varepsilon') \qquad (A1\text{-}3)$$

Desenvolvendo o produto escalar em termos de seus componentes (eq. A1-1) obtém-se:

$$p_1 \circ p_2 = \sin^2(\theta) \cos(\Delta\varepsilon) + \cos^2(\theta) \qquad (A1-4)$$

Igualando as expressões A1-3 e A1-4, tem-se:

$$\cos(\Delta\varepsilon') = \sin^2(\theta) \cos(\Delta\varepsilon) + \cos^2(\theta) \qquad (A1-5)$$

Usando a fórmula do ângulo duplo para o cosseno† chega-se à seguinte expressão:

$$\sin^2\left(\frac{\Delta\varepsilon'}{2}\right) = \sin^2\left(\frac{\Delta\varepsilon}{2}\right) \sin^2(\theta) \qquad (A1-6)$$

Extraindo a raiz quadrada da expressão A1-6, obtem-se, a menos do sinal duplo, a expressão desejada:

$$\sin\left(\frac{\Delta\varepsilon'}{2}\right) = \pm \sin\left(\frac{\Delta\varepsilon}{2}\right) \sin(\theta) \qquad (A1-7)$$

A expressão com sinal negativo não é considerada pois significaria que um poço caminhando para a direita projetaria, na horizontal, uma curva se desenvolvendo para a esquerda e vice-versa. Desta forma tem-se:

$$\sin\left(\frac{\Delta\varepsilon'}{2}\right) = \sin\left(\frac{\Delta\varepsilon}{2}\right) \sin(\theta) \qquad (A1-8)$$

---

† $\cos(2\alpha) = 1-2\sin^2(\alpha)$

APÊNDICE 2

DETERMINAÇÃO DO ÂNGULO de MERGULHO APARENTE γ_a (expressão II-24)

A figura 7 mostra um esquema tridimensional de uma formação sedimentar onde **M** é normal aos planos de sedimentação. As figuras 8a e 8b mostram as vistas superior e lateral onde se pode ver o azimute de mergulho (ψ) e a inclinação de mergulho (γ).

O ângulo de mergulho aparente γ_a, medido no plano inclinado de azimute pode ser visto na figura 9. OO' é perpendicular ao quadrilátero O'ABC; OB é a interseção do plano de sedimentação (face OBC) com o plano inclinado de azimute (face OAB). Como a face OAB é perpendicular à face vertical OAO', que contém o vetor P, a aresta AB é perpendicular à O'A. Analogamente, BC é perpendicular à O'C. Sob esta configuração tem-se:

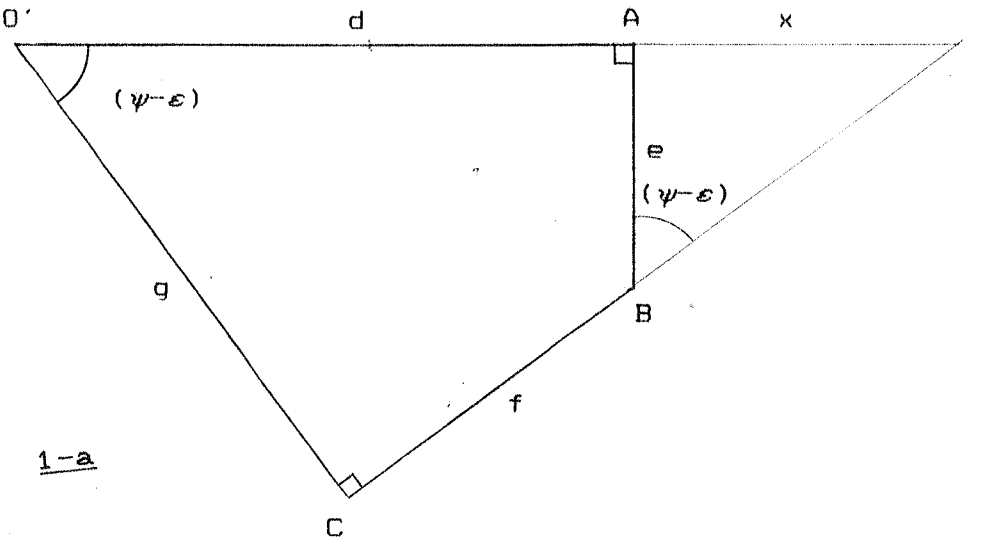
$$tg(\gamma_a) = \frac{a}{e}$$

$$a = \frac{h}{\cos(\theta)}$$

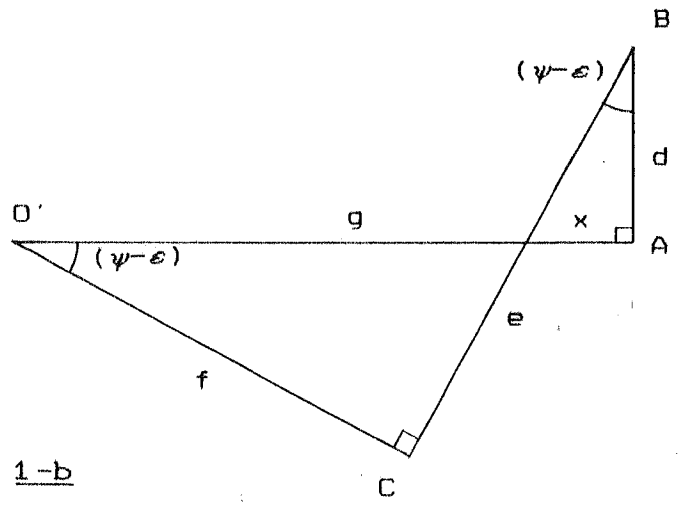
$$h = g\ tg(\gamma)$$

logo

$$tg(\gamma_a) = \frac{g\ tg(\gamma)}{e\ \cos(\theta)} \qquad (A2\text{-}1)$$



1-a



1-b

O quadrilátero ABCO' é mostrado na figura A1-2a. Sendo x o segmento mostrado na figura tem-se:

$$e = \frac{x}{tg(\psi-\varepsilon)}$$

$$d + x = \frac{g}{\cos(\psi-\varepsilon)}$$

$$x = \left(\frac{g}{\cos(\psi-\varepsilon)} - d\right)$$

$$e = \frac{\left(\frac{g}{\cos(\psi-\varepsilon)} - d\right)}{tg(\psi-\varepsilon)}$$

$$d = h\ tg(\theta) = g\ tg(\gamma)tg(\theta)$$

$$e = g\left[\frac{1 - tg(\gamma)tg(\theta)\cos(\psi-\varepsilon)}{\sin(\psi-\varepsilon)}\right] \qquad (A2\text{-}2)$$

Substituindo A2-2 em A2-1 obtém-se:

$$tg(\gamma_a) = \left[\frac{tg(\gamma)\sin(\psi-\varepsilon)}{\cos(\theta)-tg(\gamma)\sin(\theta)\cos(\psi-\varepsilon)}\right] \qquad (A2\text{-}3)$$

No caso da figura A1-2b tem-se:

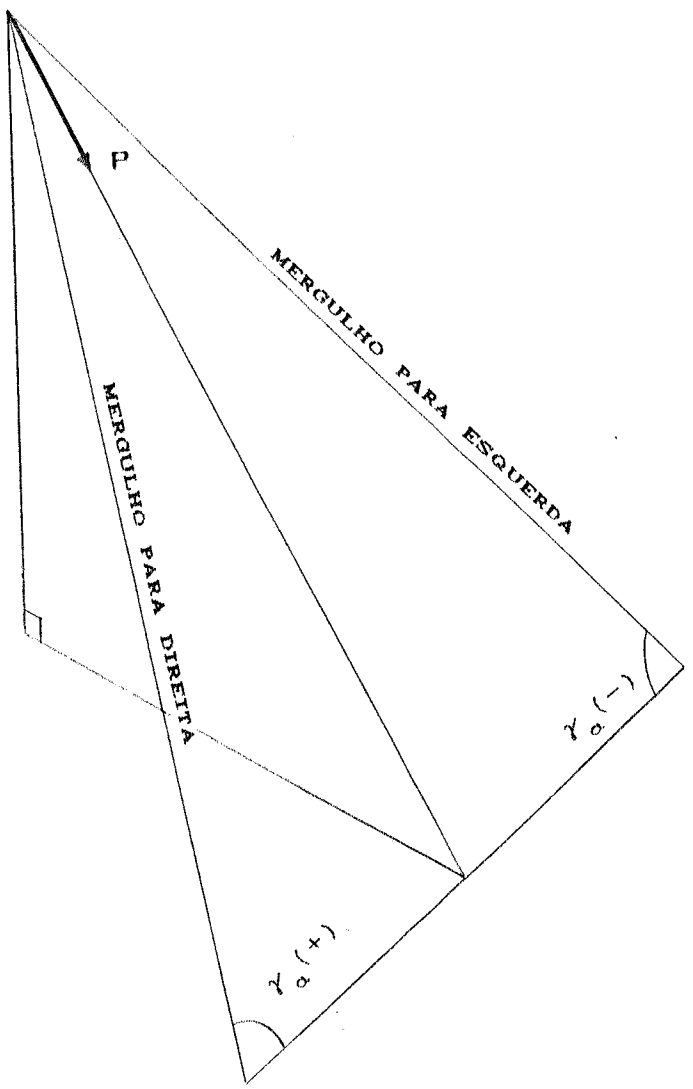
$$tg(\gamma_a) = -\frac{g\ tg(\gamma)}{e\ \cos(\theta)}$$

e

$$e = - g \left[\frac{1 - tg(\gamma)tg(\theta)\cos(\psi-\varepsilon)}{\sin(\psi-\varepsilon)} \right]$$

o que leva à mesma expressão.

Portanto o valor de $tg(\gamma_a)$ será positivo quando o mergulho aparente ocorrer para a direita do poço e negativo quando ocorrer para a esquerda, conforme mostrado na figura A1-3.



APÊNDICE 3

TEORIA DA FORMAÇÃO PREFERENCIAL DE CASCALHO

McLamore[35] desenvolveu uma teoria sobre a influência da anisotropia das formações nos desvios de poços de petróleo, em que a causa é a existência de resistências diferenciadas nas duas faces de uma cunha (dente da broca) ao penetrar na rocha. Esta resistência diferenciada faz com que a fratura se inicie e propague no lado cuja resistência é menor, quando se atingir um determinado estado de tensão. Isto causará a formação de um cascalho deste lado da cunha o que favorecerá a um desvio do poço para este lado.

O lado da cunha onde ocorrerá a fratura é função:

1 - da característica anisotrópica da formação

2 - do ângulo de mergulho (aparente) γ_a

3 - do ângulo interno da cunha 2β

Uma cunha com ângulo interno 2β penetra uma profundidade H, até que em algum plano Ψ o nível de tensões seja suficiente para causar a fratura da formação neste plano . Considerando a figura A3-1, a força resultante agindo na direção perpendicular à face da cunha é:

$$F_R = \frac{F}{2\ \mathrm{sin}(\beta)}$$

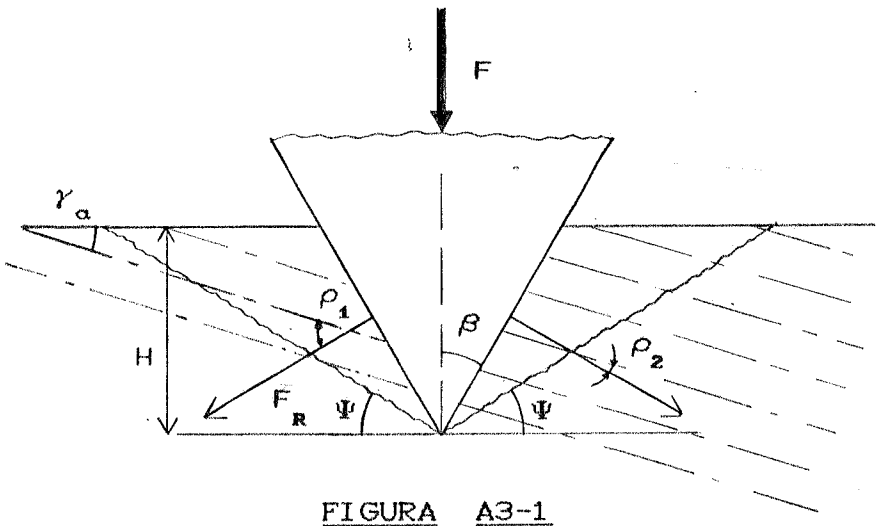


FIGURA A3-1

Considerando a espessura da cunha unitária, a área lateral da cunha é:

$$A_l = \frac{H}{\cos(\beta)}$$

e portanto a tensão que a face da cunha submete a formação é dada por:

$$\sigma_R = \frac{F_R}{A_l} = \frac{F}{2H\ tg(\beta)}$$

O ângulo entre a normal à face da cunha e os planos de sedimentação é ρ_1 para o lado no sentido mergulho acima, e ρ_2 para o lado no sentido mergulho abaixo.

$$\rho_1 = |\beta+\gamma| \quad e \quad \rho_2 = |\beta-\gamma|$$

Conforme a cunha penetra a formação, a fratura pode ocorrer em um dos lados (1,2) ou em ambos.

As tensões normais e cisalhantes agindo no plano de fratura são:

$$\sigma = \frac{F_N}{A_f} = \frac{F_R \sin(\beta+\Psi)}{H/\sin(\Psi)} = \frac{F \sin(\beta+\Psi)\sin(\Psi)}{2H \sin(\beta)}$$

$$\tau = \frac{F_S}{A_f} = \frac{F_R \cos(\beta+\Psi)}{H/\sin(\Psi)} = \frac{F \cos(\beta+\Psi)\sin(\Psi)}{2H \sin(\beta)}$$

Aplicando o critério da resistência coesiva variável (apêndice 4) onde $\zeta = \rho_i (i=1,2)$, tem-se:

$$\tau_o(\rho_i) = \tau - \sigma \, tg(\phi)$$

$$\tau_o(\rho_i) = \frac{F_i \cos(\beta+\Psi)\sin(\Psi)}{2H \sin(\beta)} - \frac{F_i \sin(\beta+\Psi)\sin(\Psi)}{2H \sin(\beta)} tg(\phi)$$

$$\tau_o(\rho_i) = \frac{F_i \sin(\Psi)}{2H \sin(\beta)\cos(\phi)} \left[\cos(\beta+\Psi)\cos(\phi) - \sin(\beta+\Psi)\sin(\phi)\right]$$

$$\tau_o(\rho_i) = \frac{F_i \sin(\Psi)\cos(\phi+\beta+\Psi)}{2H \sin(\beta)\cos(\phi)}$$

Para se determinar o valor da força F_i que causa o surgimento da fratura é necessário se determinar o ângulo Ψ do plano da fratura. Este ângulo é obtido derivando a expressão .... em relação a Ψ e igualando a zero (plano onde as tensões atingem um máximo).

$$\frac{\partial}{\partial\Psi}\left[\sin(\Psi)\cos(\phi+\beta+\Psi)\right] =$$

$$\cos(\Psi)\cos(\phi+\beta+\Psi) - \sin(\Psi)\sin(\phi+\beta+\Psi) = 0$$

$$\cos(\phi+\beta+2\Psi) = 0$$

$$\phi+\beta+2\Psi = \frac{\pi}{2}$$

$$\Psi = \frac{\frac{\pi}{2} - \beta - \phi}{2}$$

substituindo Ψ em .... e resolvendo para F_i:

$$F_i = \frac{2H\ \tau_o(\rho_i)\ \sin(\beta)\cos(\phi)}{\cos\left[\frac{\frac{\pi}{2} + \beta + \phi}{2}\right]^2}$$

O lado onde ocorrerá a fratura será aquele para o qual a força F_i é menor.

Durante o processo de penetração do dente na formação, e antes de ocorrer a fratura, a rocha se deforma (elasticamente e plasticamente) de um volume igual à fração do dente penetrado. Esta compressão faz com que a formação absorva energia simetricamente em torno da cavidade. Quando o estado de tensão ultrapassa a resistência da rocha, parte desta energia é consumida no processo de iniciação e propagação da fratura. O restante da energia é liberado através de uma força de reação lateral momentânea entre o

outro lado do dente e a formação. Esta força representa a contribuição da formação para o desvio do poço. Considerando a figura A3-4 tem-se:

$$F_{LAT} = F_R \cos(\beta) = \frac{F \cos(\beta)}{2 \sin(\beta)}$$

e portanto

$$F_{LAT} = \frac{H \tau_o(\rho_i) \cos(\beta)\cos(\phi)}{\cos\left[\frac{\frac{\pi}{2} + \beta + \phi}{2}\right]^2}$$

APÊNDICE 4

CRITÉRIO DA RESISTÊNCIA COESIVA VARIÁVEL

O critério de falha de Mohr-Coulomb diz que um corpo sujeito a tensões falhará quando o estado de tensão em um ponto atingir a seguinte situação:

$$\tau - \sigma \, tg(\phi) = \tau_o \qquad (A4\text{-}1)$$

onde

τ = tensão cisalhante no plano de fratura

σ = tensão normal no plano de fratura

ϕ = ângulo de atrito interno

τ_o = resistência coesiva do material

O critério da resistência coesiva variável, proposta por Jaeger[41], é uma modificação do critério de falha de Mohr-Coulomb.

Testes feitos em rocha anistrópicas demonstram que a resistência coesiva varia de acordo com o ângulo ζ formado entre a carga compressiva máxima, σ_1, e os planos de acamamento (extratificação, clivagem ou xistosidade). Segundo estes fatos, o critério da resistência coesiva variável toma a seguinte forma:

$$\tau_o(\zeta) = \tau - \sigma \, tg(\phi) \qquad (A4\text{-}2)$$

onde $\tau_o(\zeta)$ é uma função empírica que descreve a variação da resistência coesiva dada por:

$$\tau_o(\zeta) = A - B\left[\cos 2(\alpha-\zeta)\right] \qquad (A4-3)$$

onde A e B são constantes empíricas e α é o valor de ζ para o qual τ_o atinge o mínimo (usualmente α=30°).

McLamore e Gray[99] propuseram uma modificação neste critério após notarem que a variação de τ_o é melhor descrita através da seguinte relação:

$$\tau_o(\zeta) = A - B\left[\cos 2(\alpha-\zeta)\right]^n$$

onde n é um parâmetro que descreve o tipo de anisotropia da rocha (n=5 ou 6 para rochas sedimentares).

Os valores de A e B devem ser determinados, para cada tipo de rocha, executando uma série de testes de compressão variando-se ζ e a pressão de confinamento (σ_3)

Experimentos executados por McLamore e Gray em um determinado folhelho (Green River) apresentaram os seguintes valores:

$$\tau_o = 10700 - 4300\left[\cos 2(30-\zeta)\right]^6 \quad (\zeta<30)$$

$$\tau_o = 8800 - 2400\left[\cos 2(30-\zeta)\right]^6 \quad (\zeta>30)$$

para τ_o em PSI.

APÊNDICE 5

AJUSTAGEM PARABÓLICA DO AZIMUTE INICIAL

O processo de aproximação pelo método dos mínimos quadrados de uma função ou tabela $y=f(x)$ por uma outra função $y=g(x)$, tem como base o resíduo $r(x)=f(x)-g(x)$. Se for tomada a função ou tabela $x=f^{-1}(y)$, a função aproximadora $x=h(y)$ e a função $x=g^{-1}(y)$ não necessariamente são iguais. A igualdade ocorrerá somente quando $f=g$, isto é, quando todos os resíduos forem nulos.

Na ajustagem de uma curva à trajetória de um poço não existe variável dependente ou independente. Sendo x a coordenada no eixo E-W e y a coordenada do eixo N-S, o azimute em um ponto da curva aproximadora é dado por:

$$\varepsilon = tg^{-1}\left[\frac{dx}{dy}\right]$$

Se x e y forem parametrizadas com relação à PM então pode-se escrever:

$$x = x(PM) \qquad y = y(PM)$$

$$\frac{dx}{dPM} = \frac{dx}{dy}\,\frac{dy}{dPM} \quad \text{(regra da cadeia)}$$

e portanto é válida a expressão:

$$\frac{dx}{dy} = \frac{\frac{dx}{dPM}}{\frac{dy}{dPM}}$$

Se x(PM) e y(PM) forem aproximações parabólicas das coordenadas x e y então:

$$x(PM) = a + bPM + cPM^2$$

$$\frac{dx}{dPM} = b + 2cPM$$

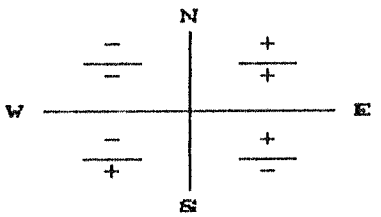
$$y(PM) = d + ePM + fPM^2$$

$$\frac{dy}{dPM} = e + 2fPM$$

e portanto

$$\varepsilon = tg^{-1}\left(\frac{b + 2cPM}{e + 2fPM}\right)$$

É necessário verificar o sinal da expressão do numerador e do numerador para estabelecer o quadrante correto de ε:

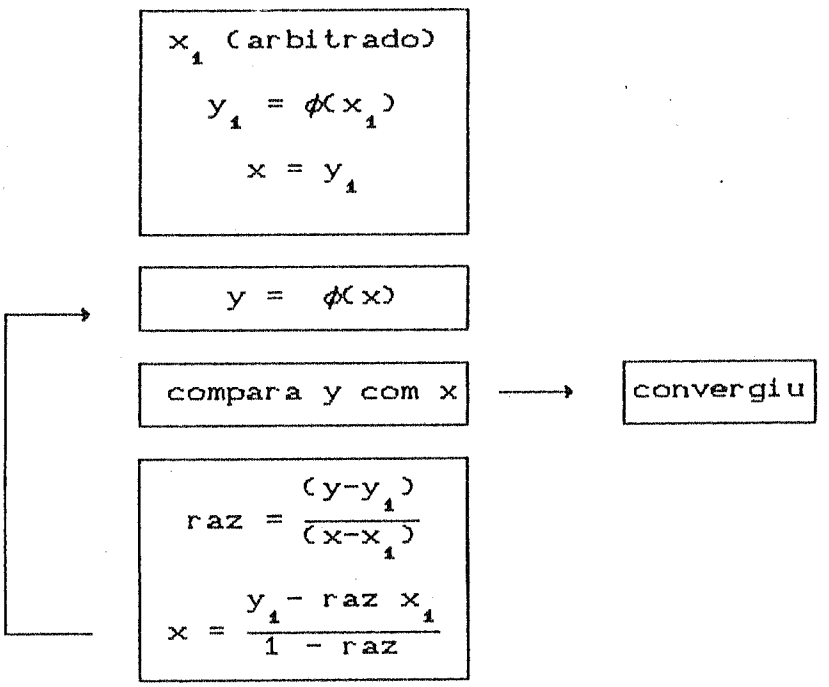


APÊNDICE 6

MÉTODO DAS APROXIMAÇÕES SUCESSIVAS MODIFICADO

No método das aproximações sucessivas, utiliza-se um processo de recorrência de forma que $x_{n+1} = \phi(x_n)$. Sob determinadas condições esta seqüência converge para $\bar{x}$ tal que $\bar{x} = \phi(\bar{x})$ ($\bar{x}$ é dito ponto fixo de ϕ). As condições suficientes para que esta seqüência convirja são que ϕ e ϕ' sejam contínuas e que $\max|\phi'(x)| < 1$.

Um aprimoramento deste processo pode ser visualisado na figura A7-1. Conhecidos dois pontos de $\phi(x)$, o próximo valor de x é obtido pela interseção da reta y=x com a reta que passa por p_1 e p_2. Neste caso o processo de recorrência é o seguinte:



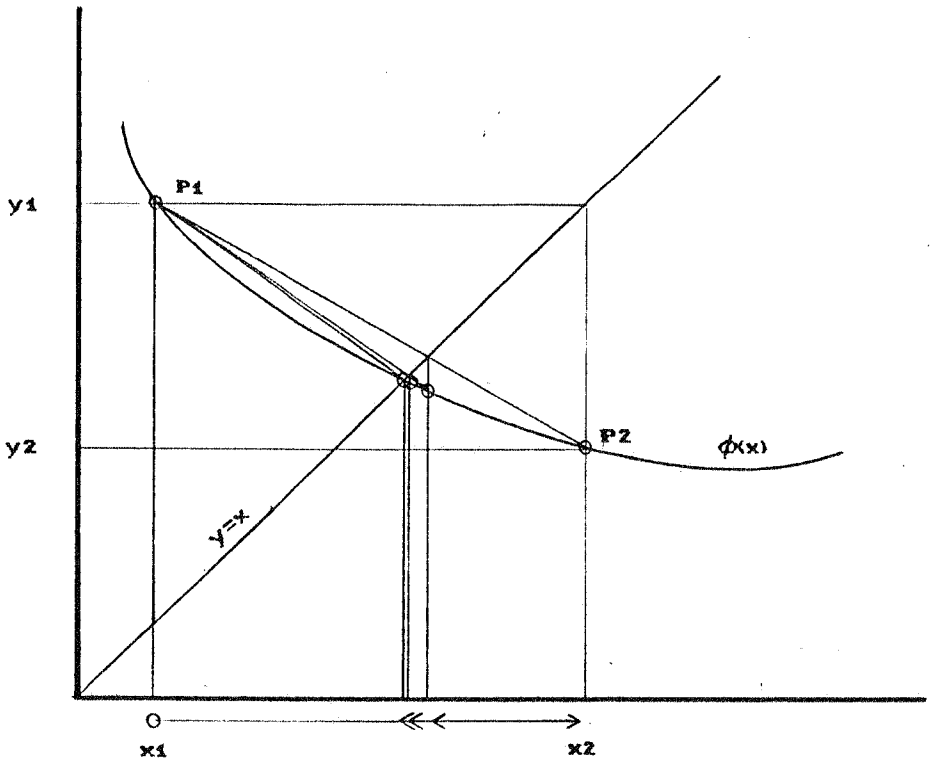
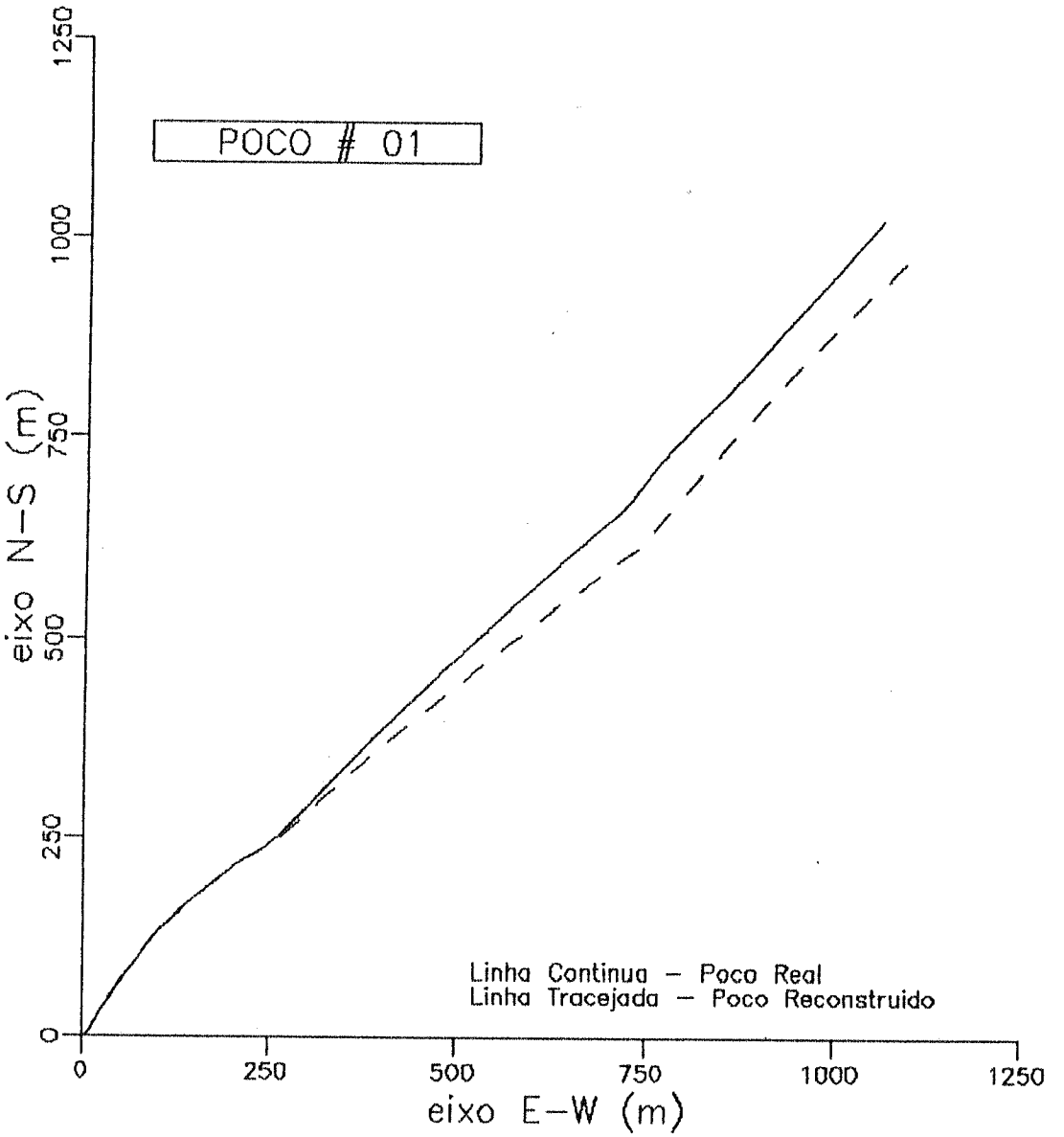


FIGURA A7-1

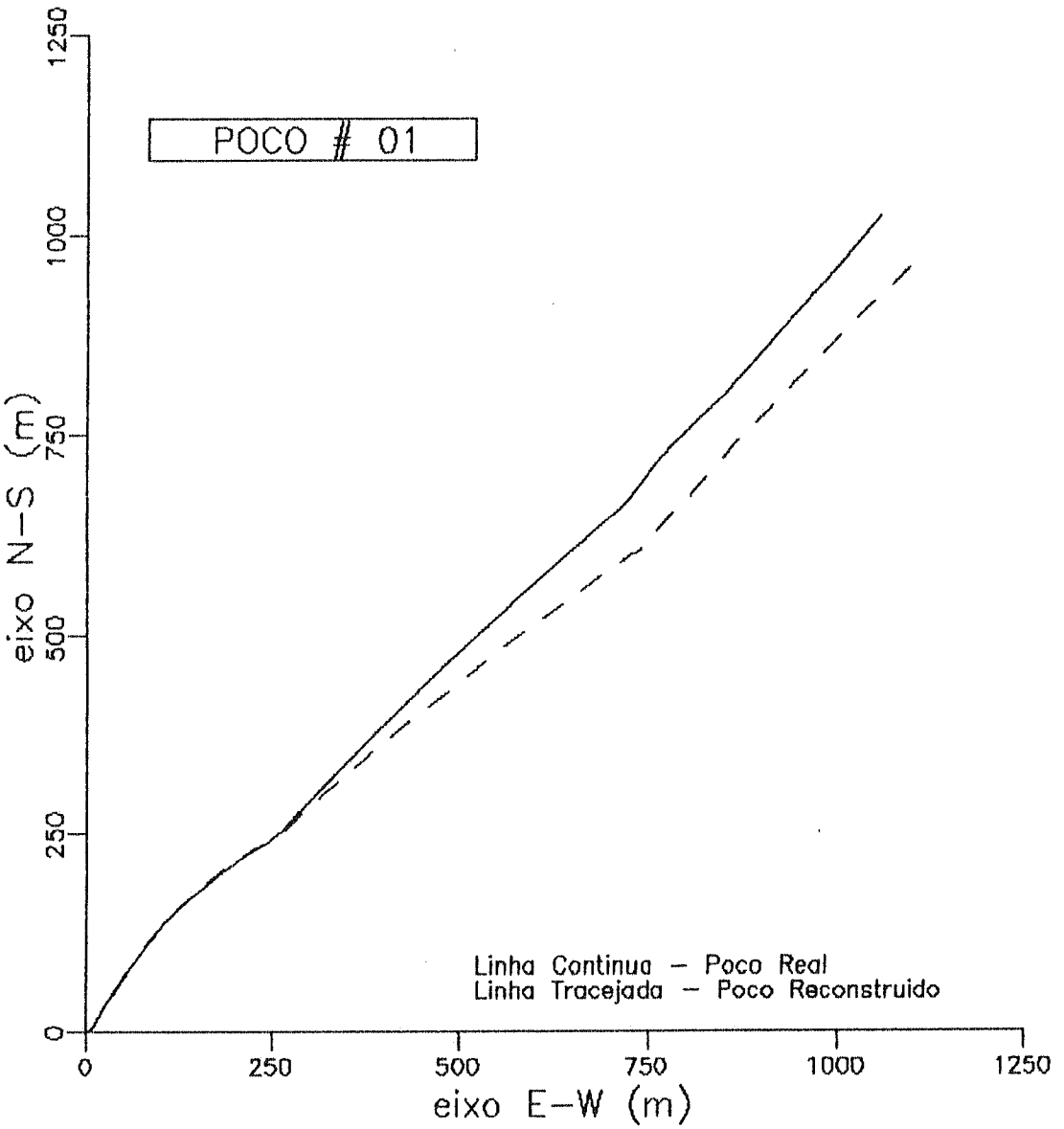
APÊNDICE 7

CONJUTO DE PROJEÇÕES HORIZONTAIS



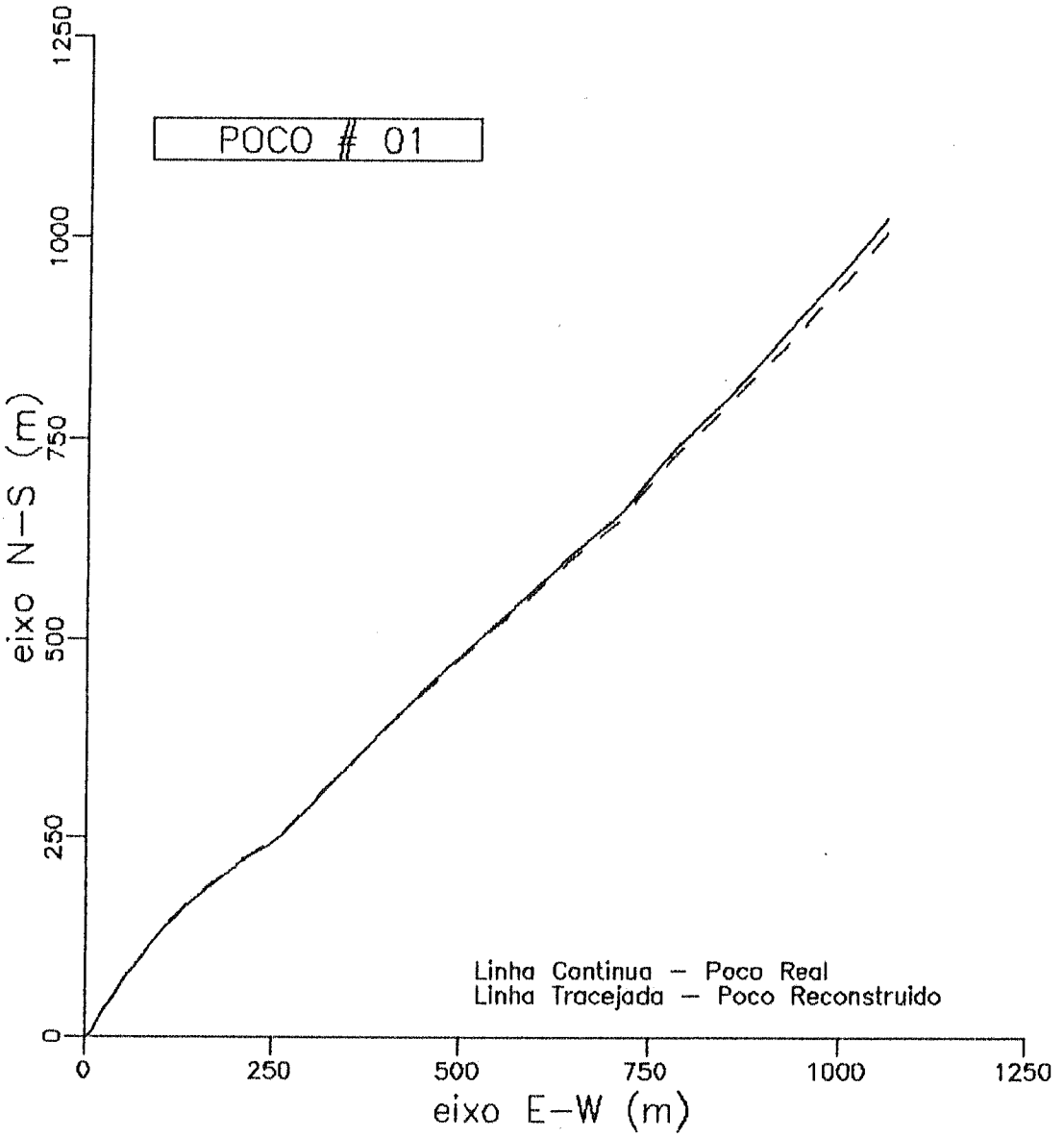
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M1

FIGURA A7-1a



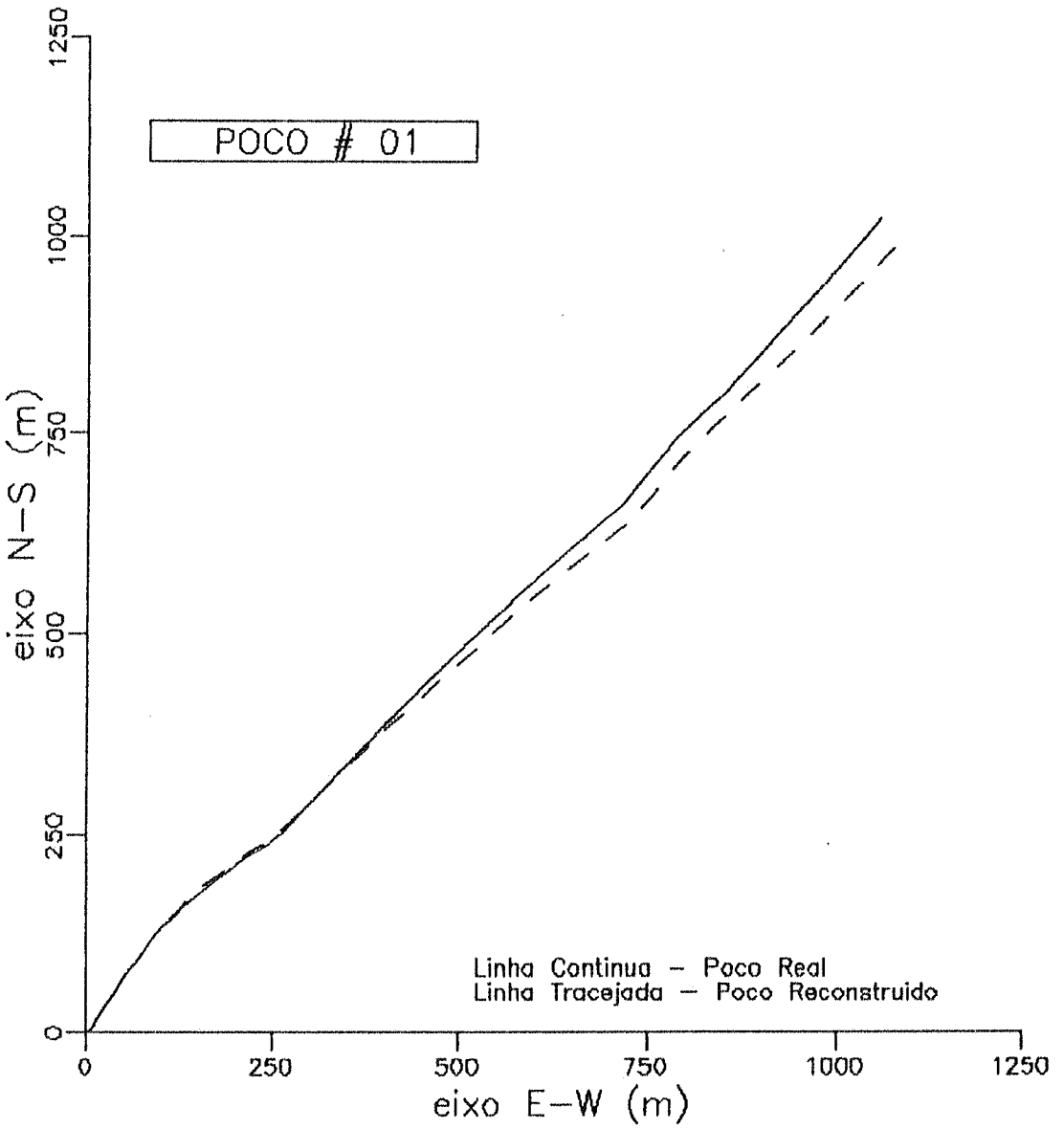
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M2

FIGURA A7-1b



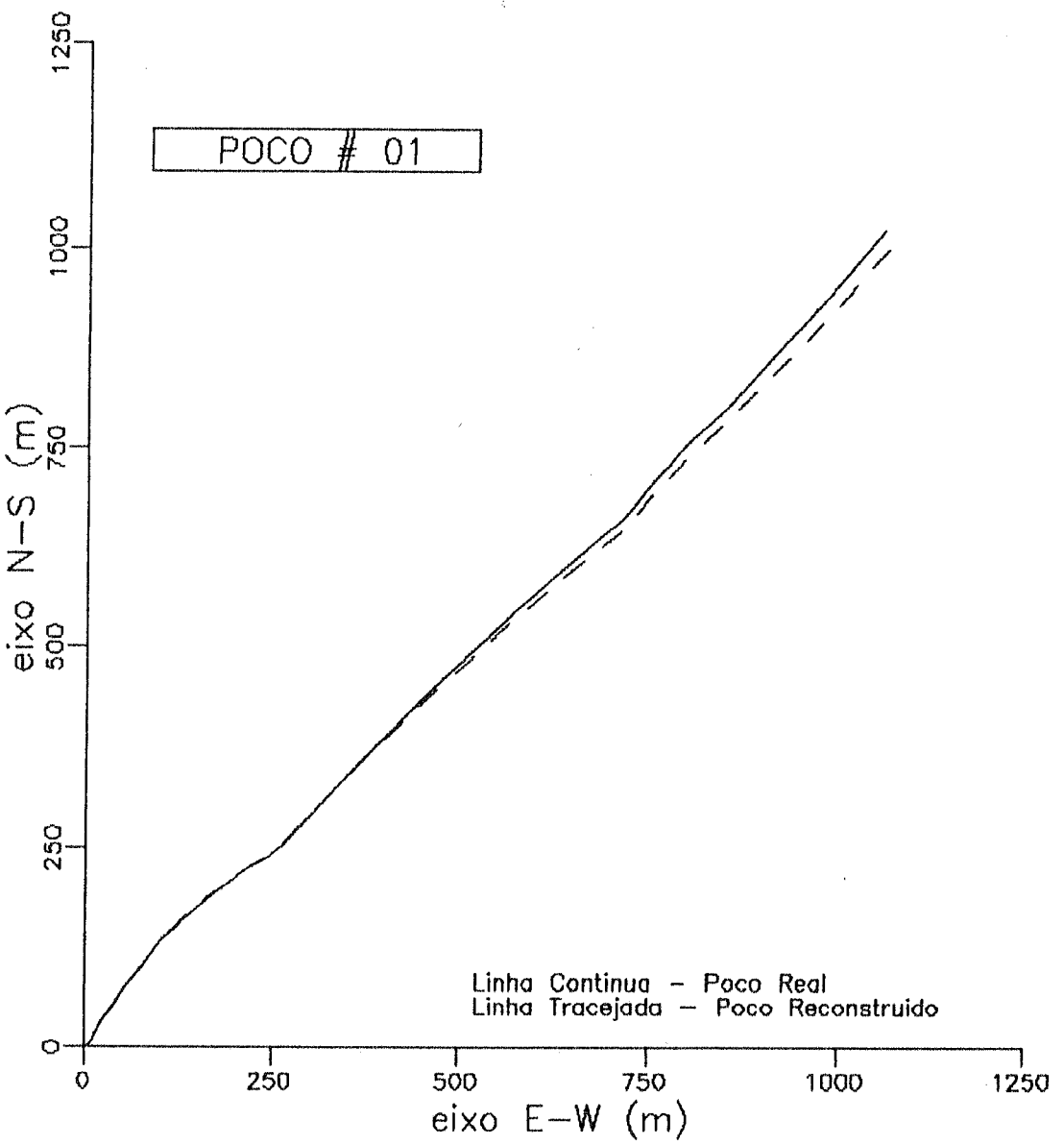
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M23

FIGURA A7-1c



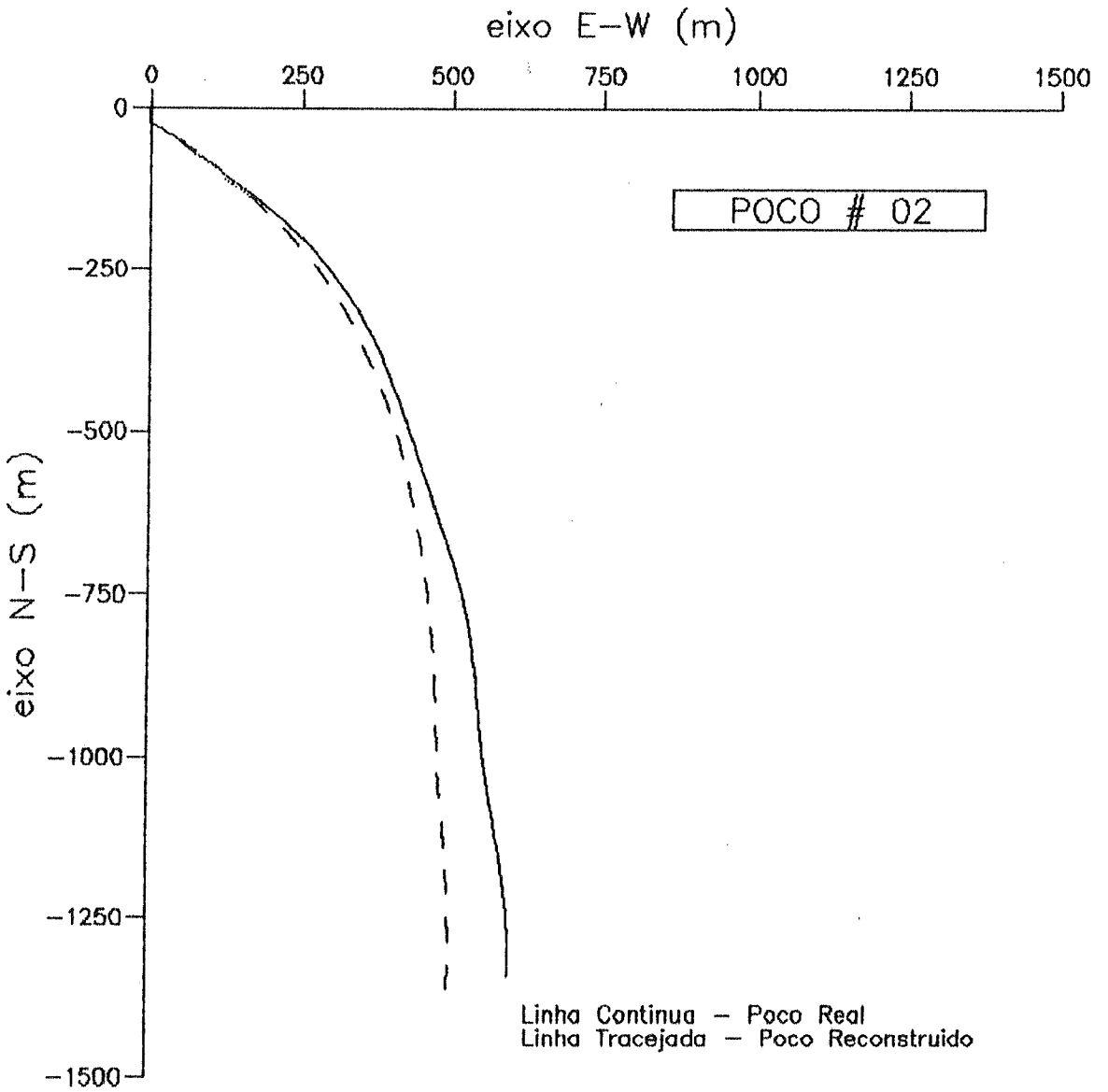
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M24

FIGURA A7-1d



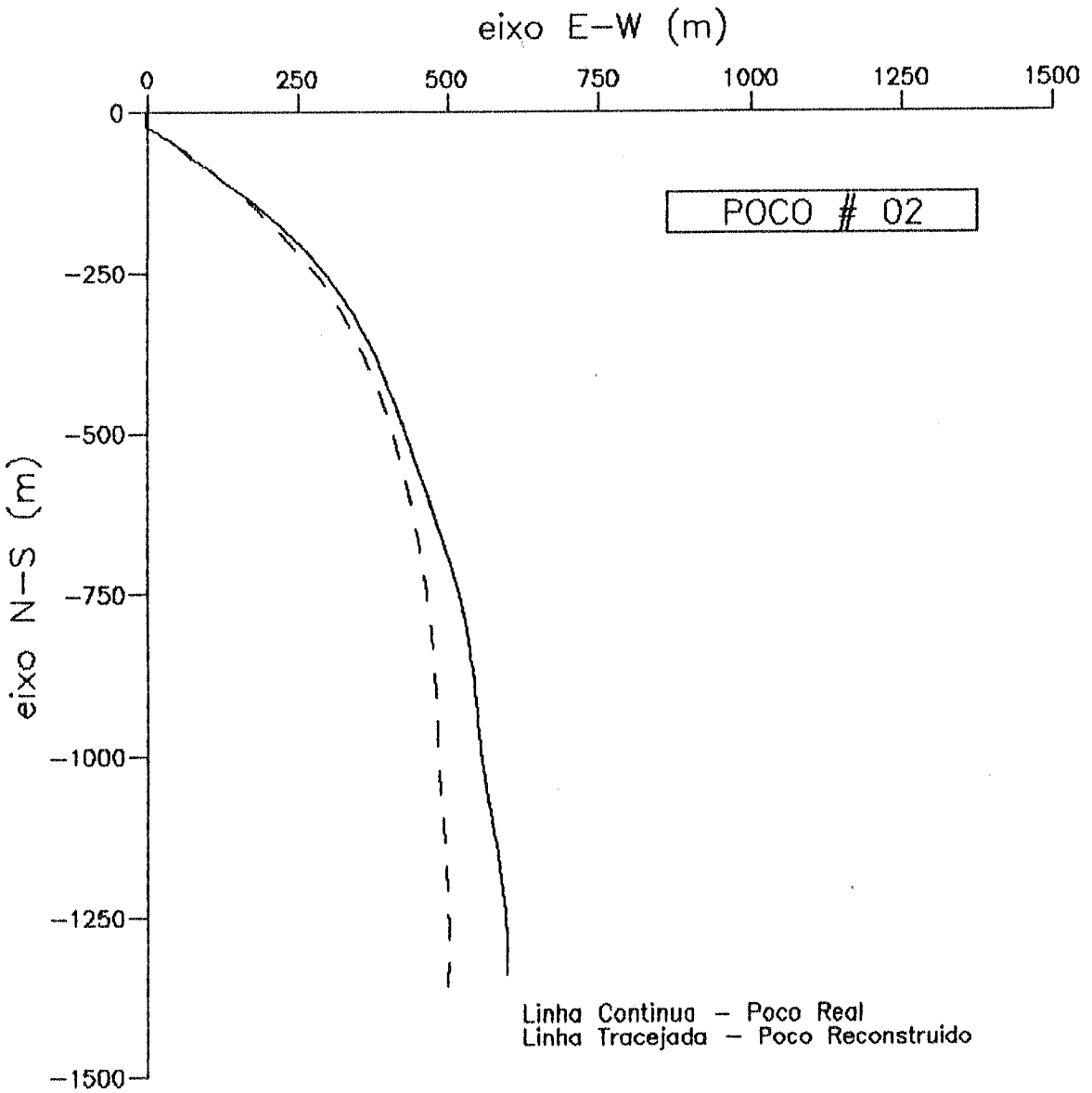
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M234

FIGURA A7-1e



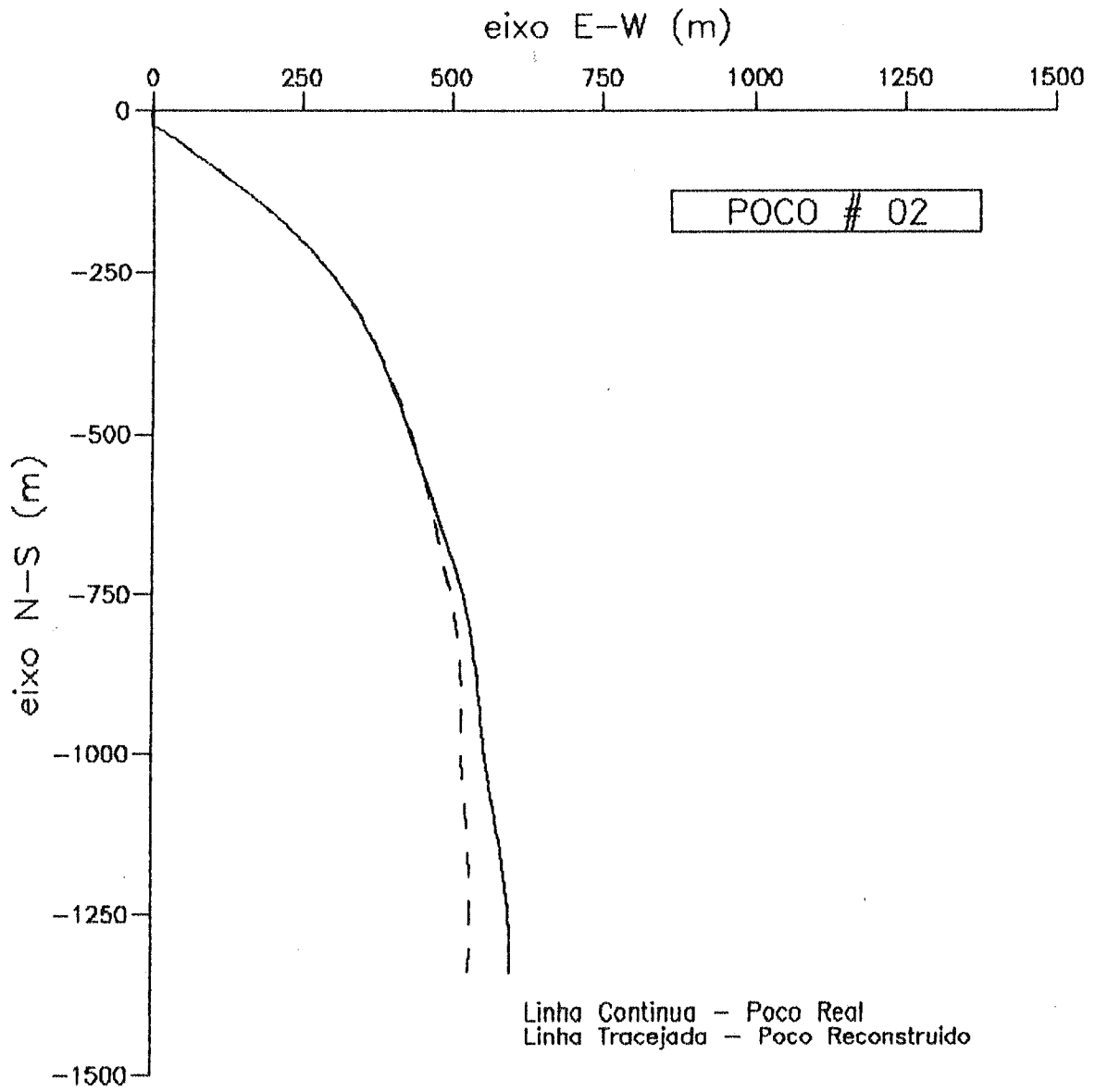
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M1

FIGURA A7-2a



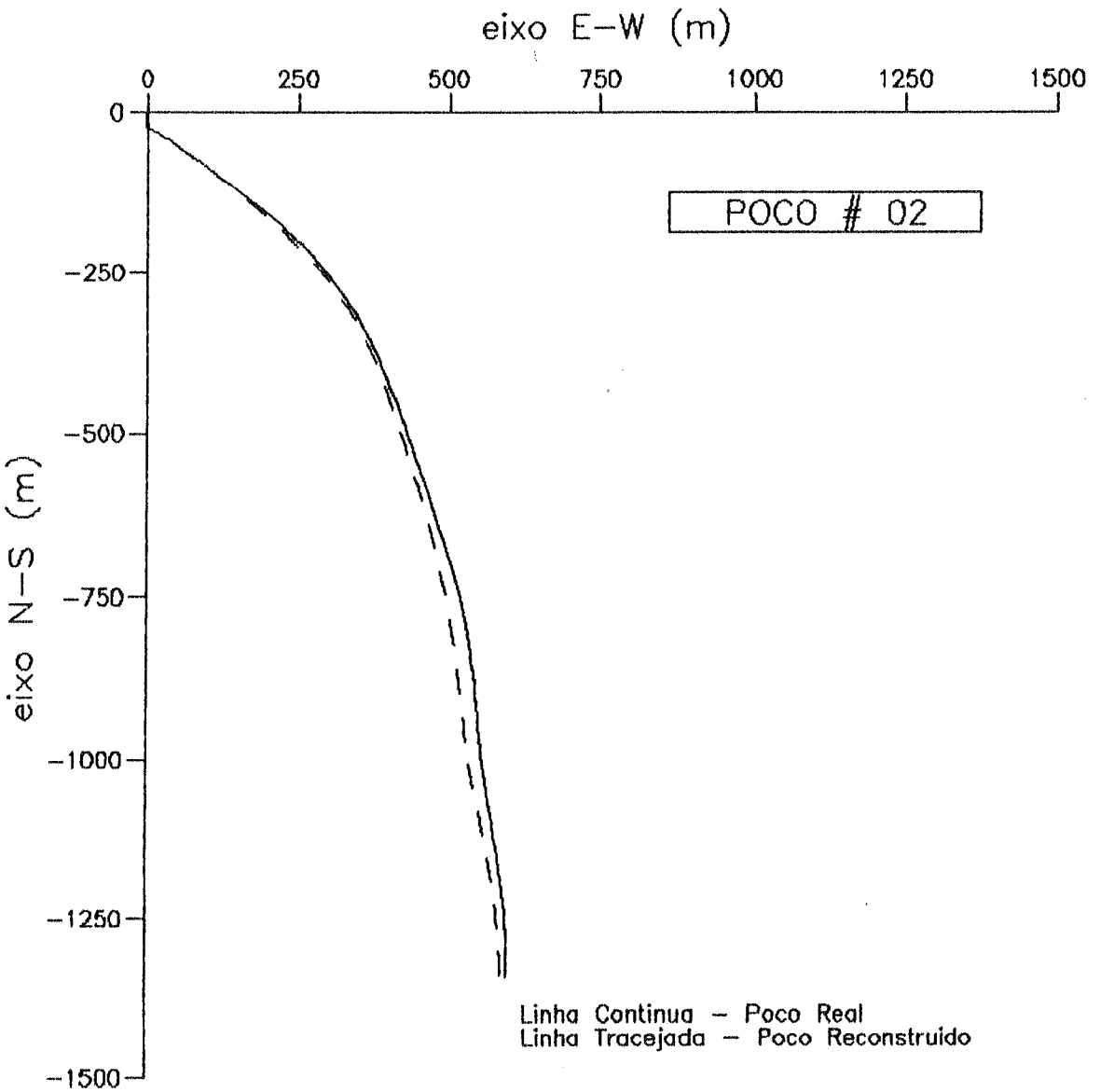
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M2

FIGURA A7-2b



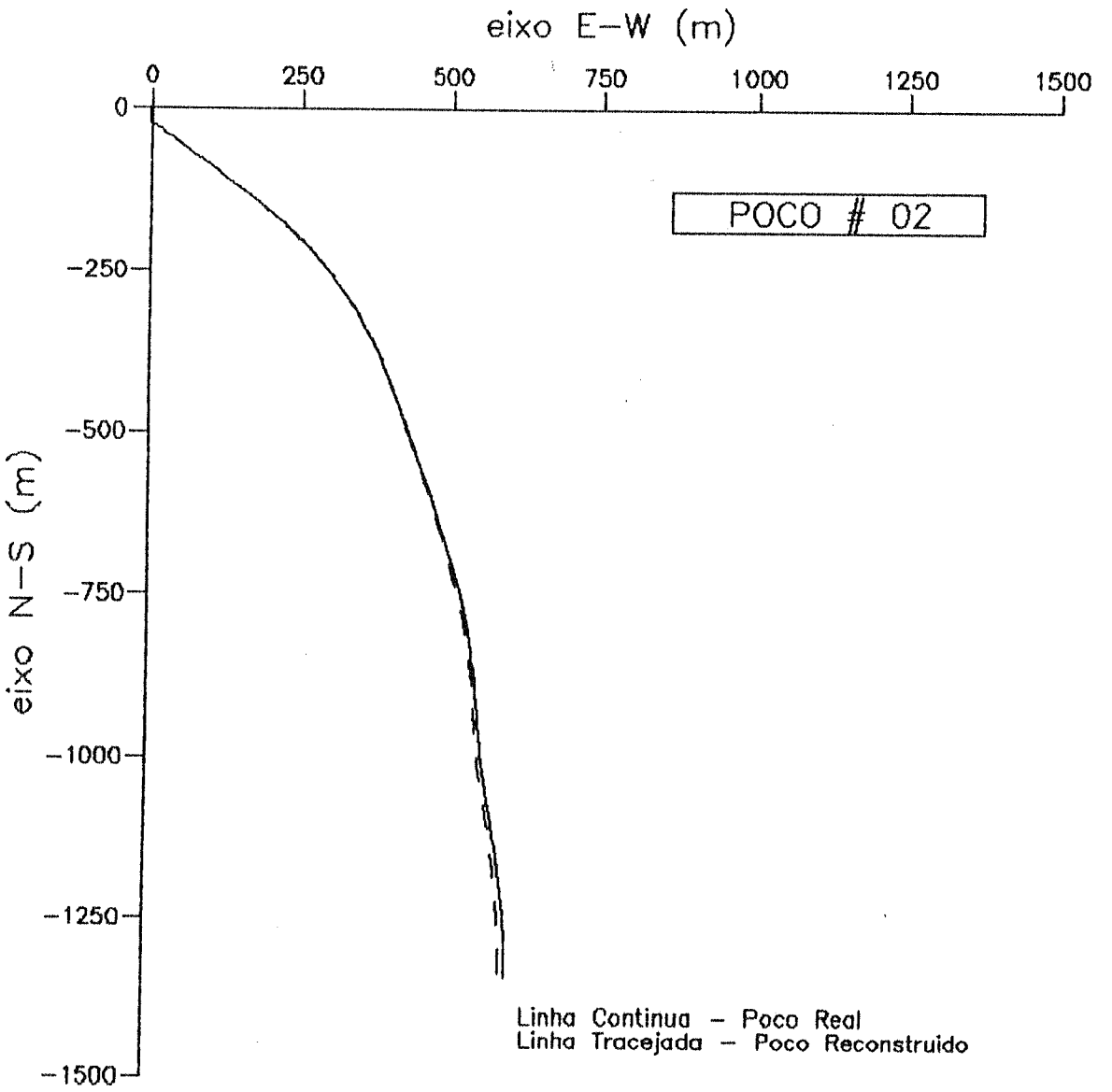
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M23

FIGURA A7-2c



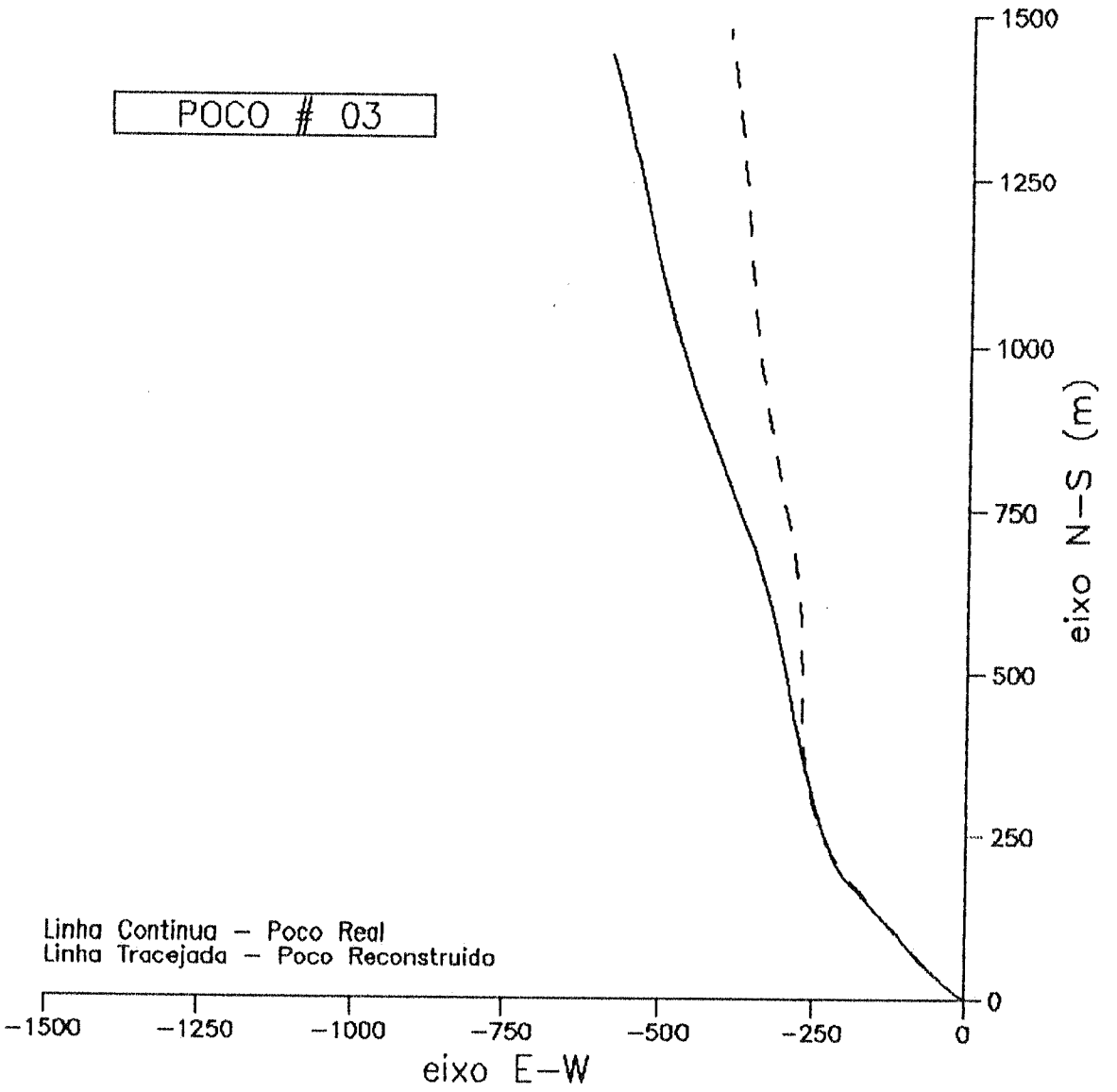
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M24

FIGURA A7-2d



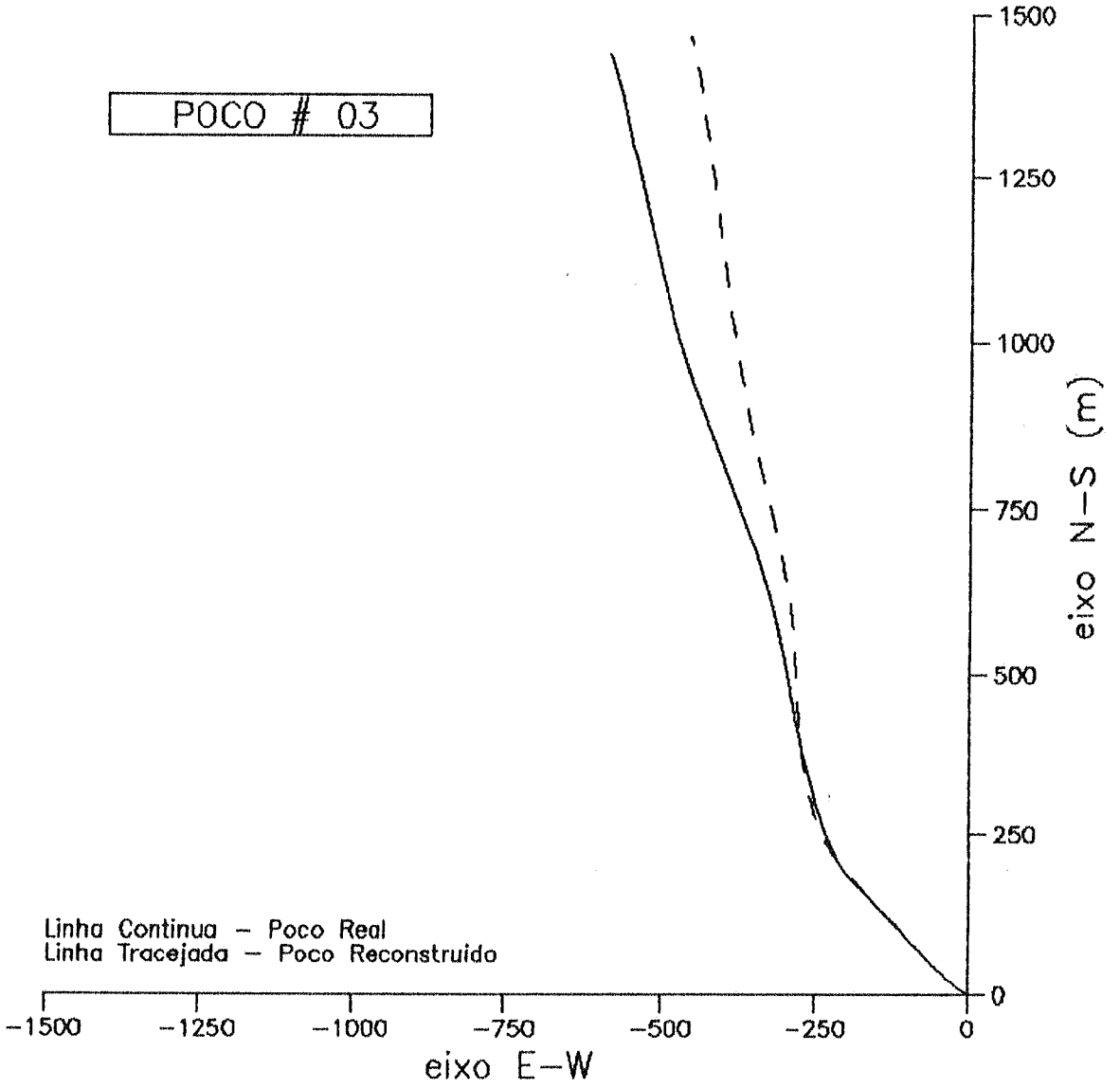
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M234

FIGURA A7-2e



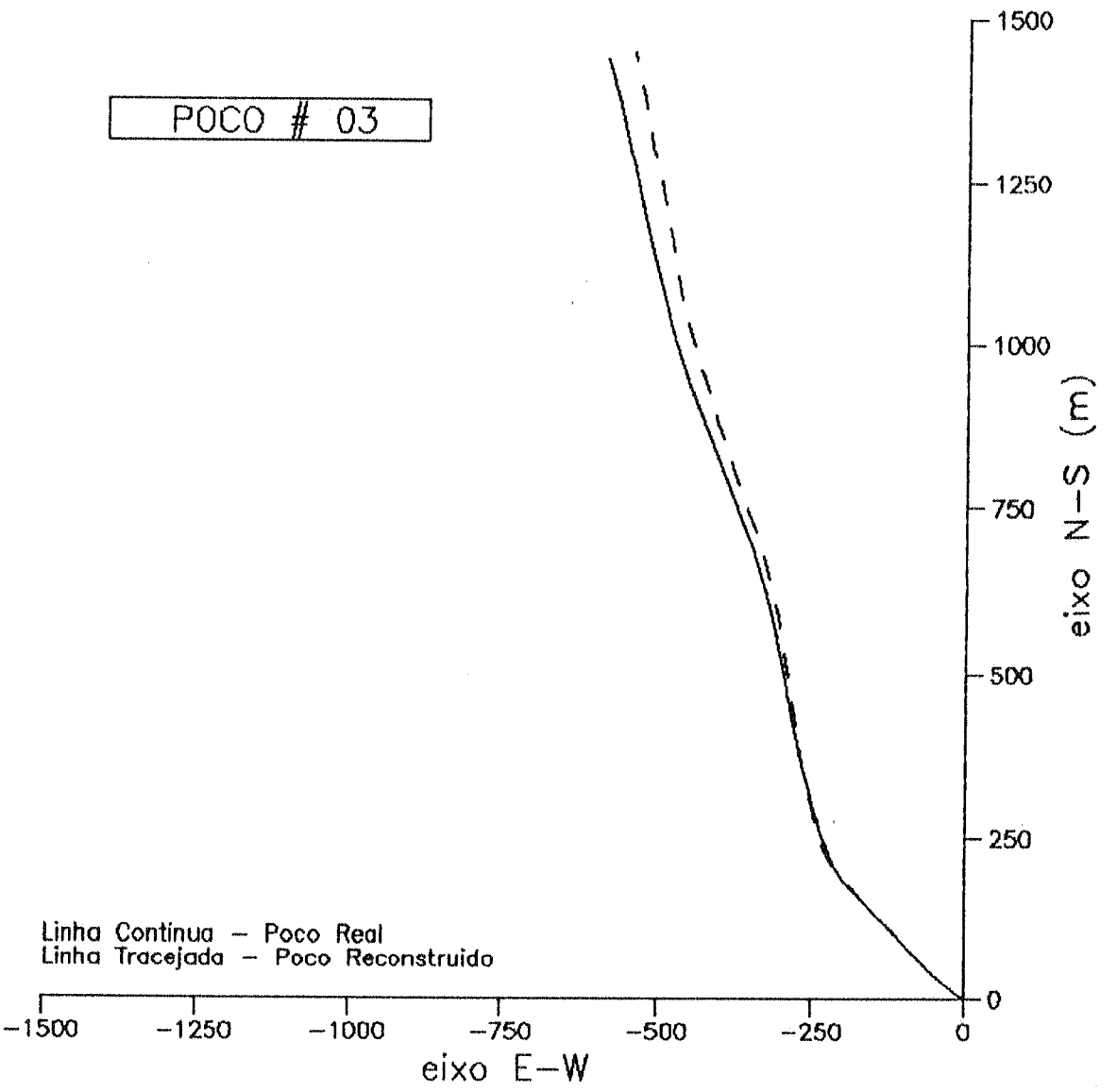
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M1

FIGURA A7-3a



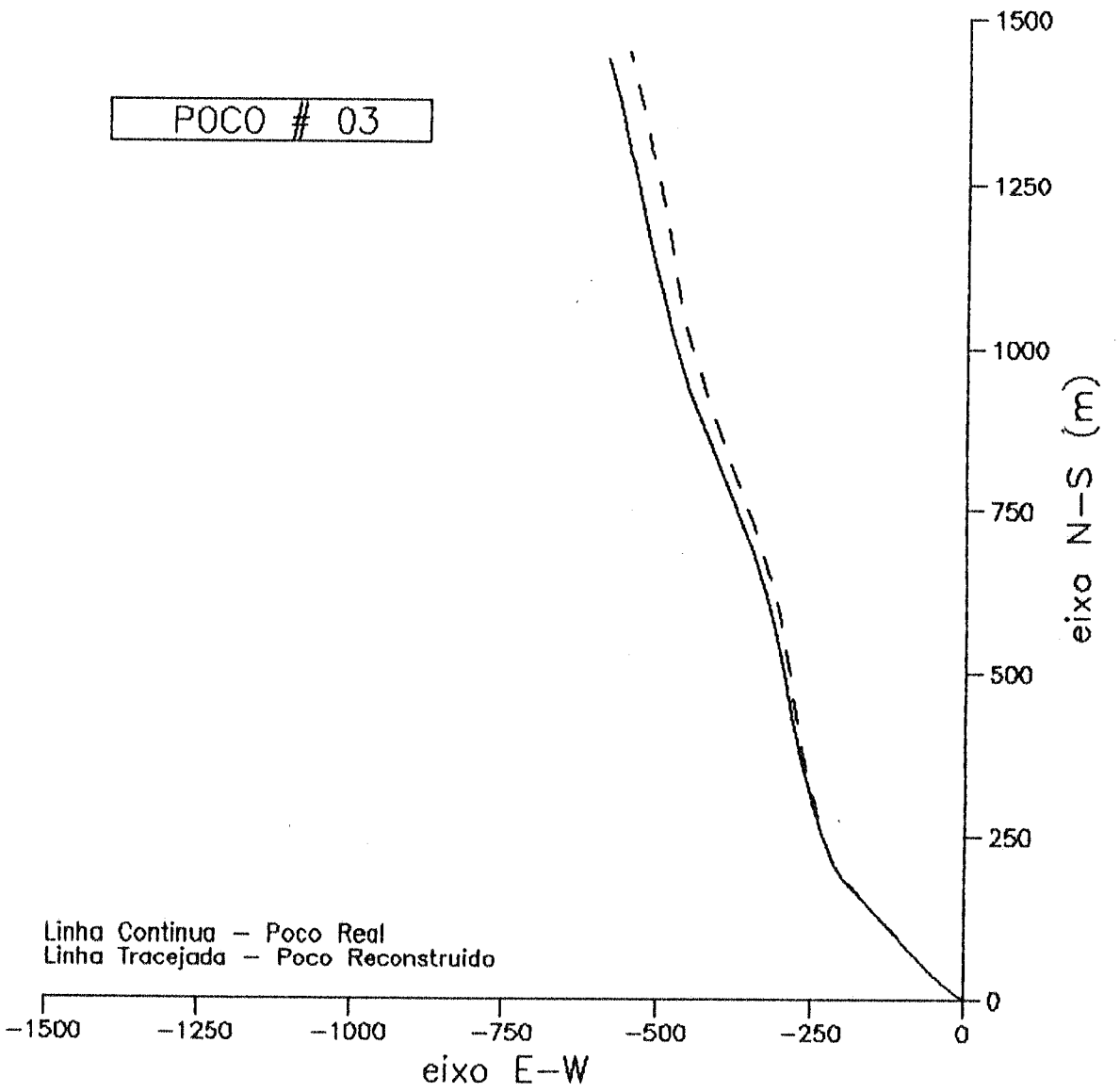
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M2

FIGURA A7-3b



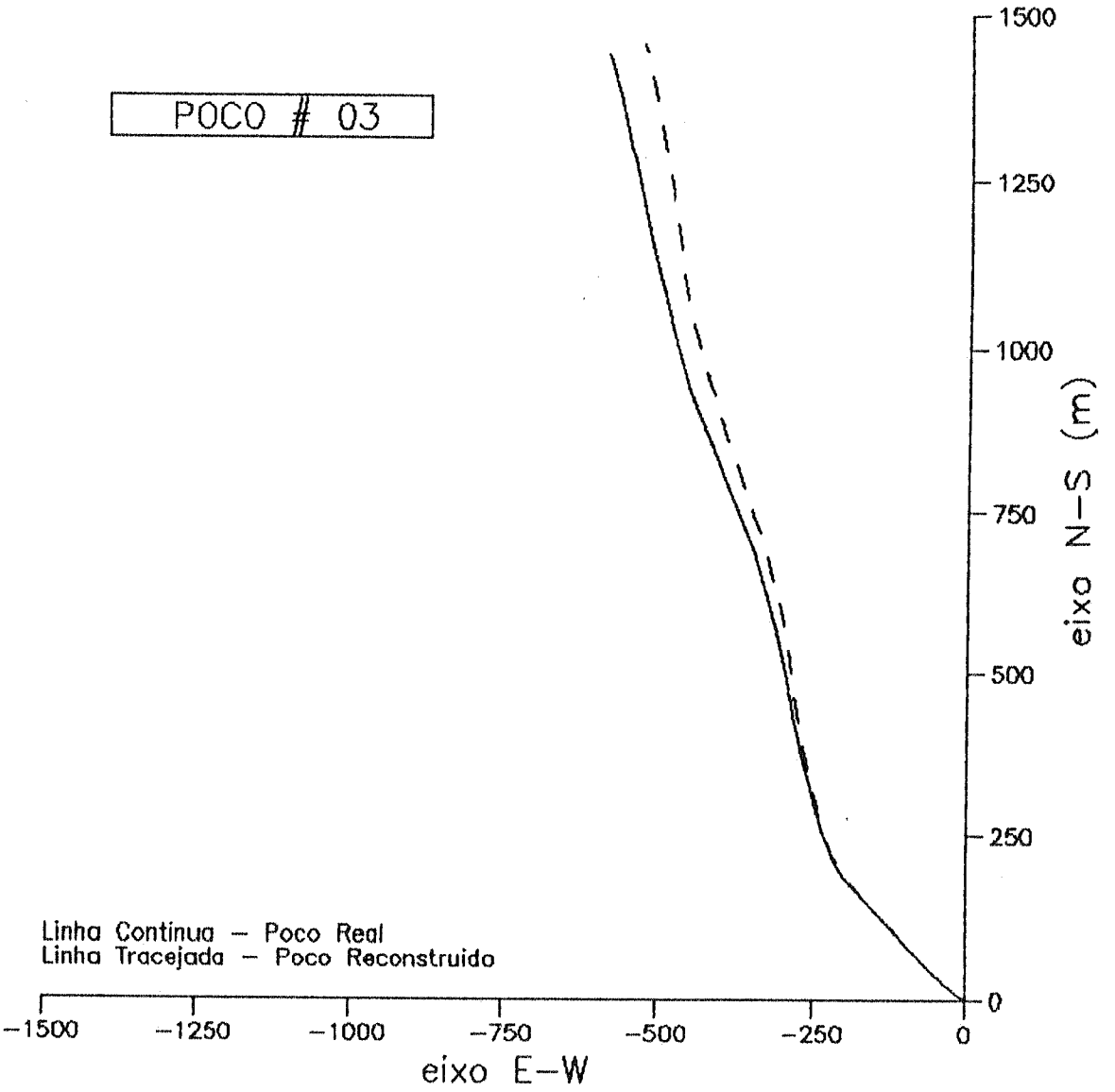
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M23

FIGURA A7-3c



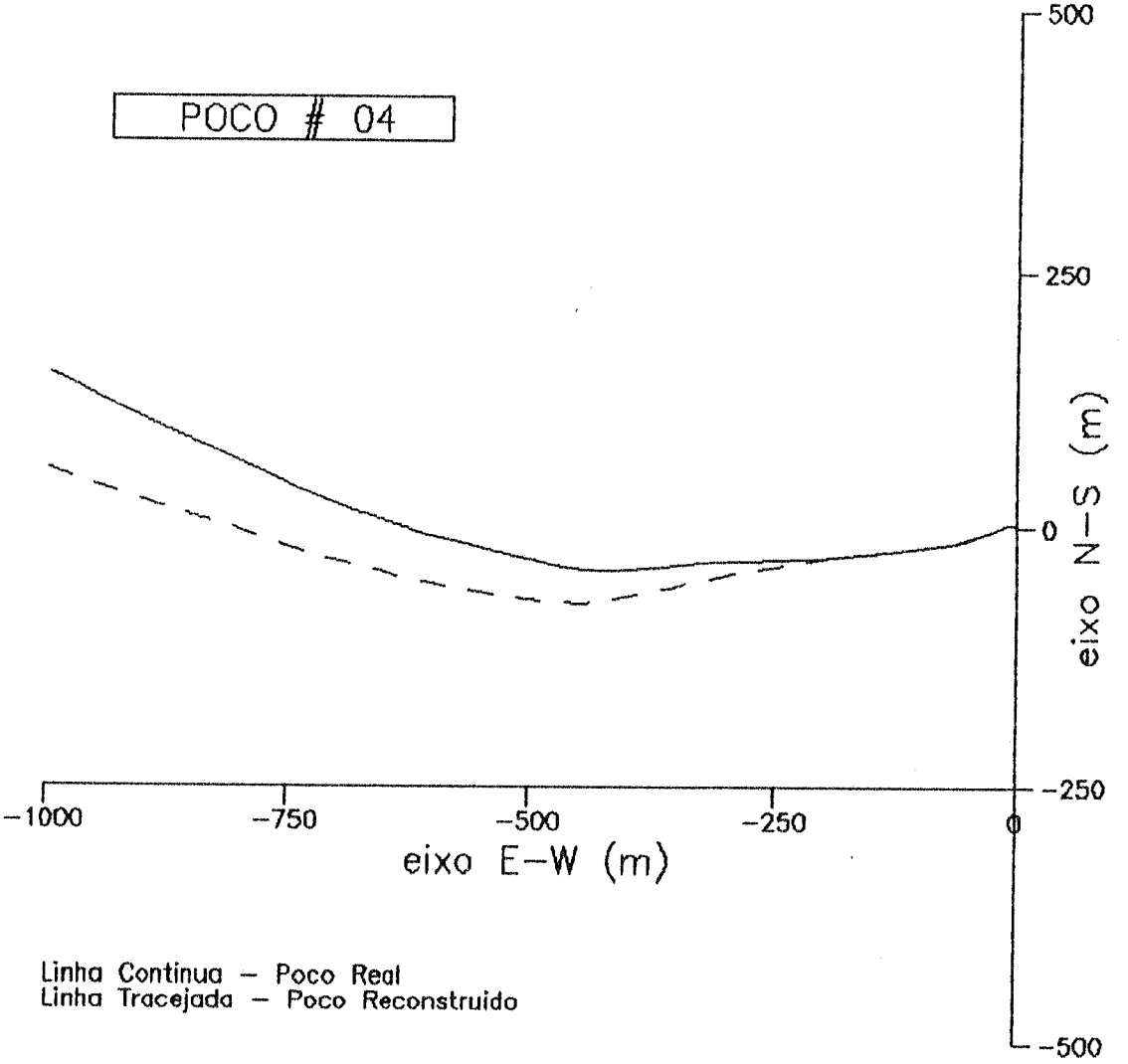
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M24

FIGURA A7-3d



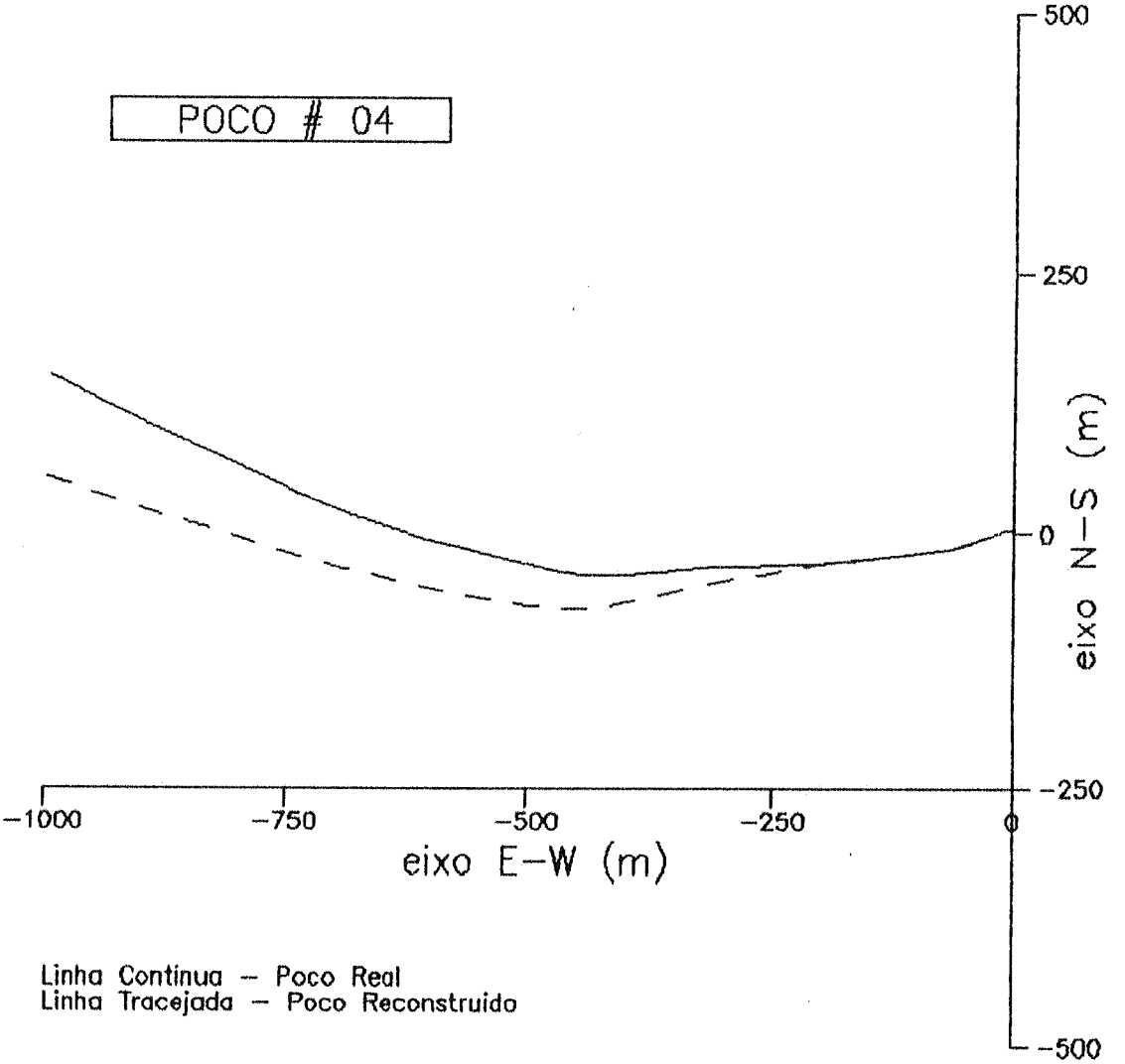
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M234

FIGURA A7-3e



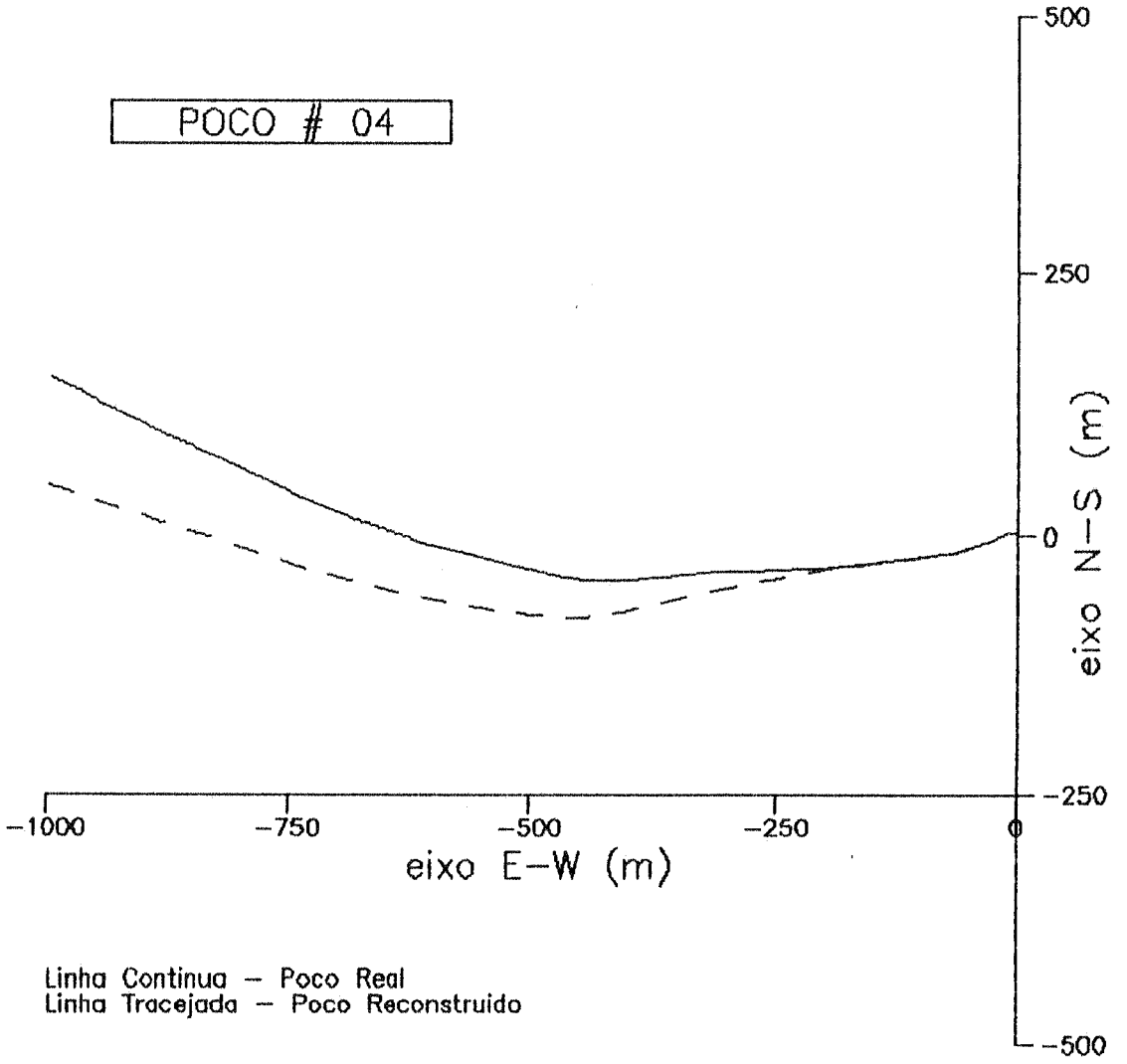
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M1

FIGURA A7-4a



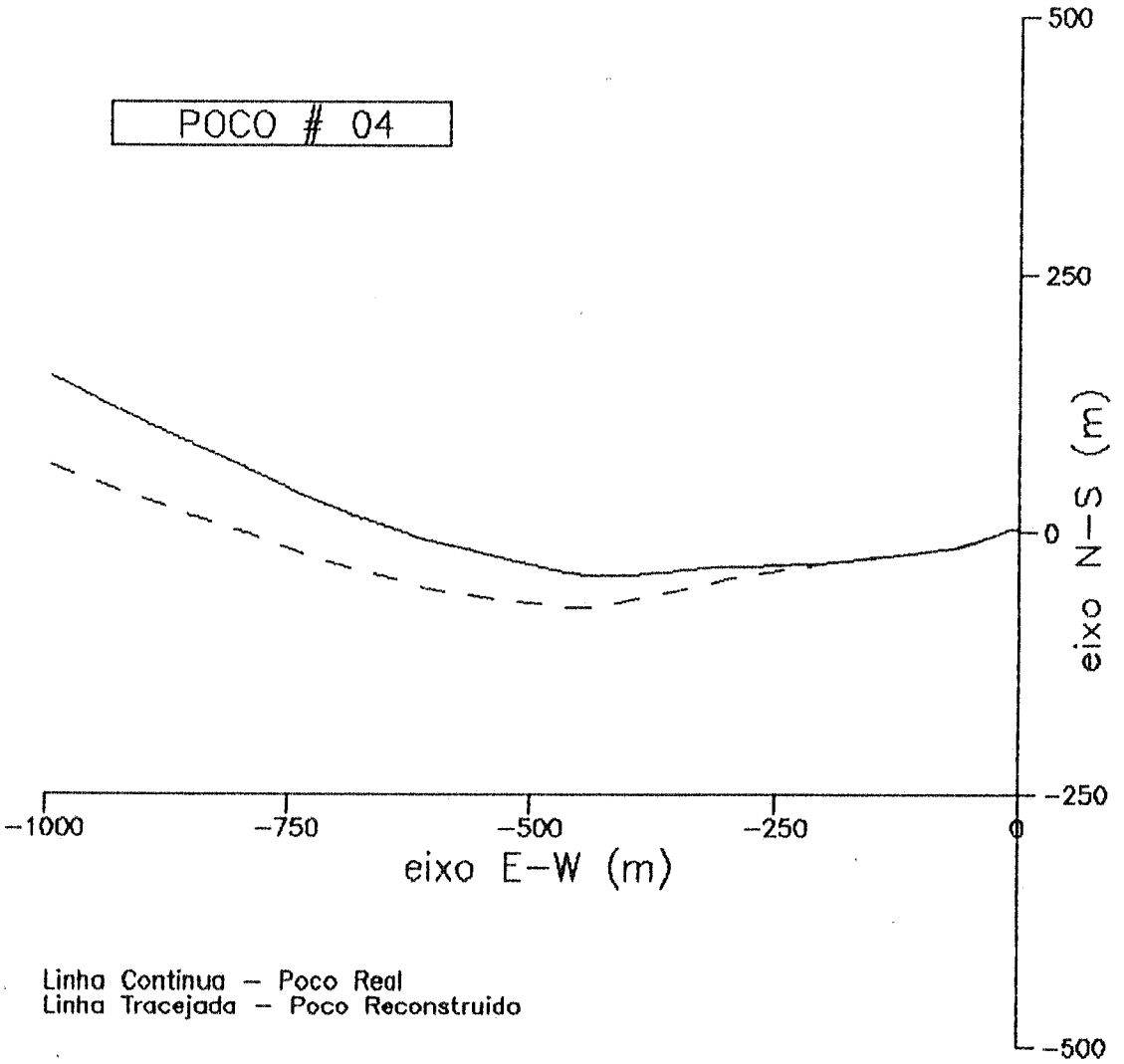
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M2

FIGURA A7-4b



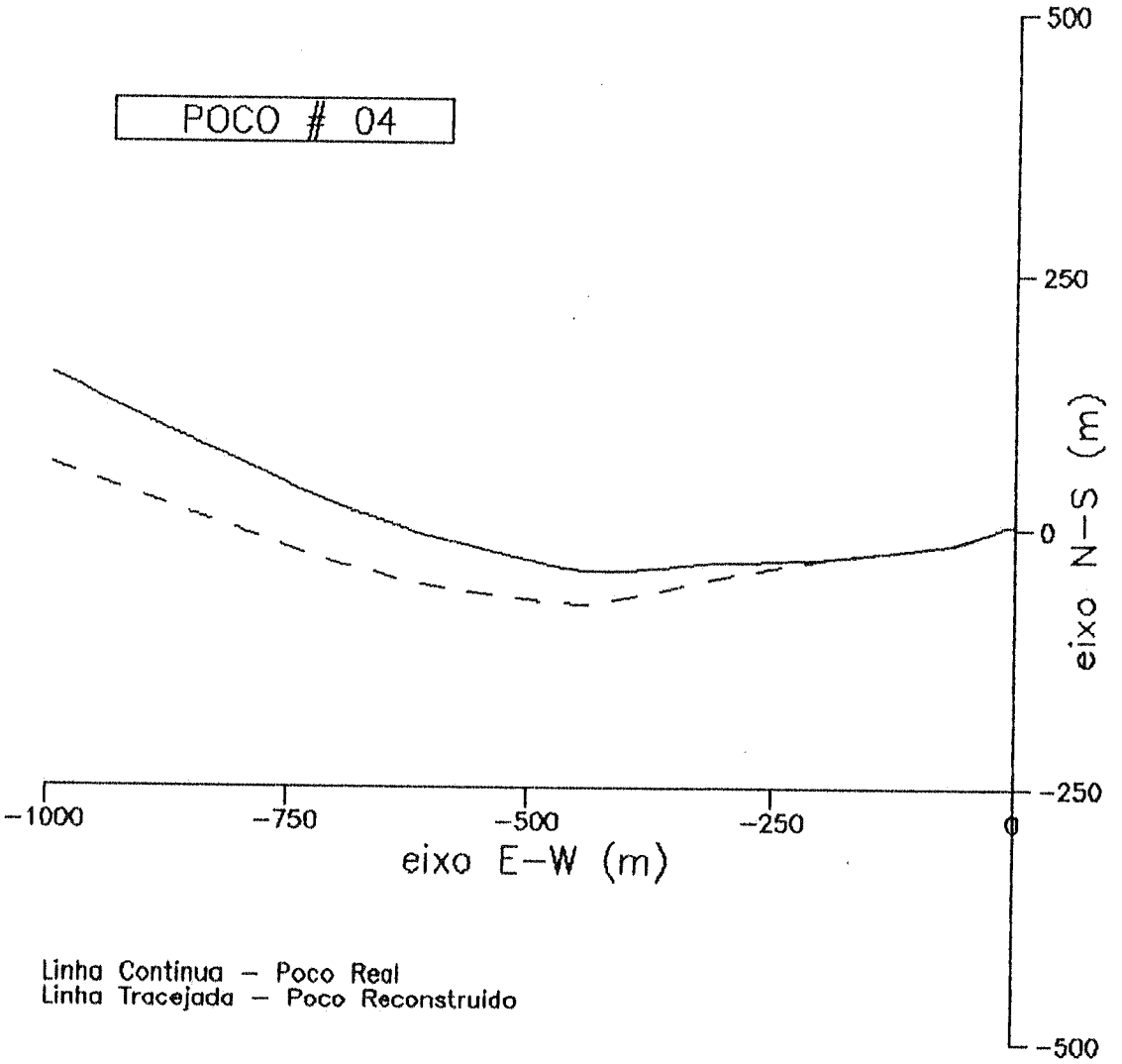
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M23

FIGURA A7-4c



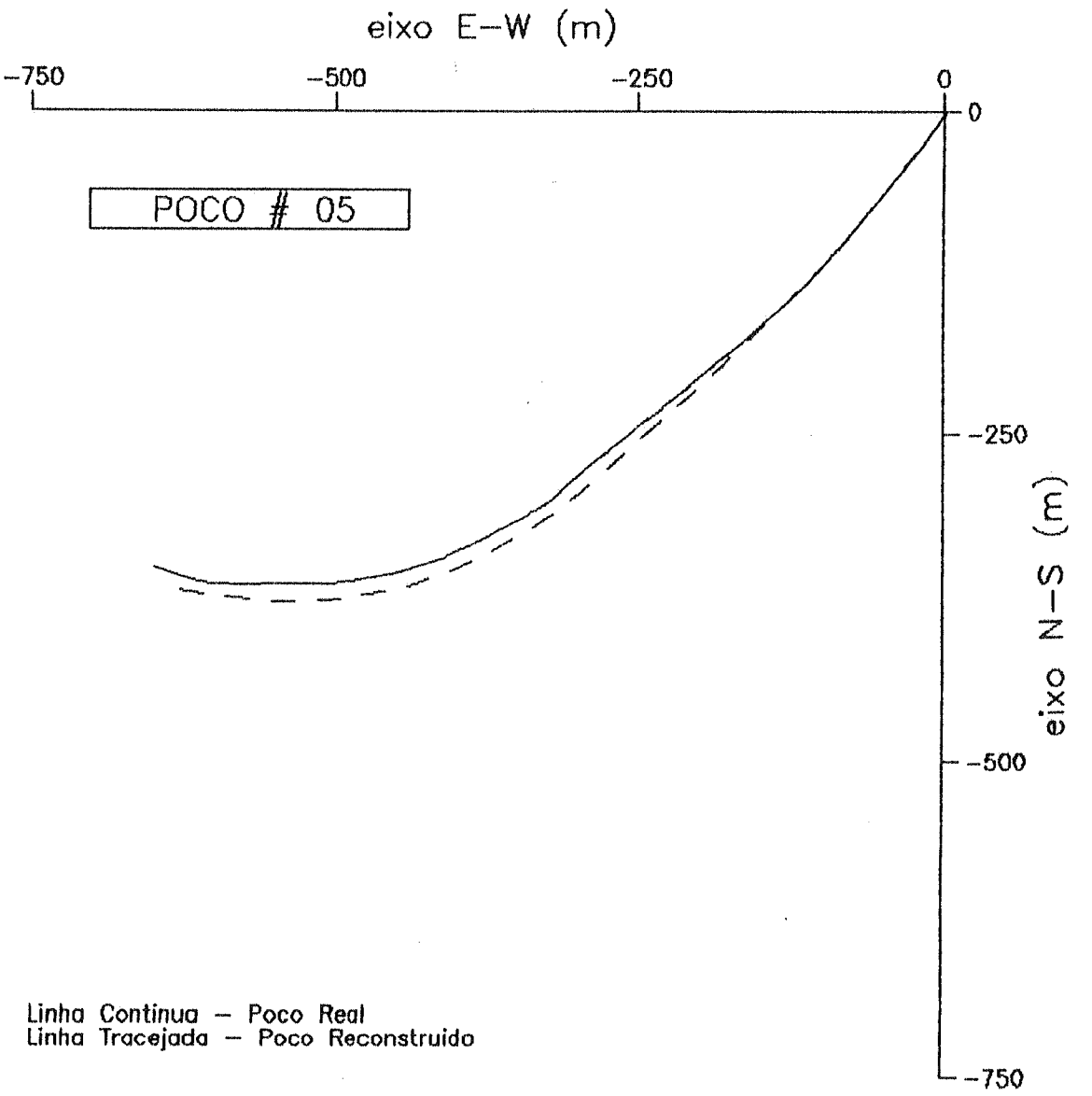
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M24

FIGURA A7-4d



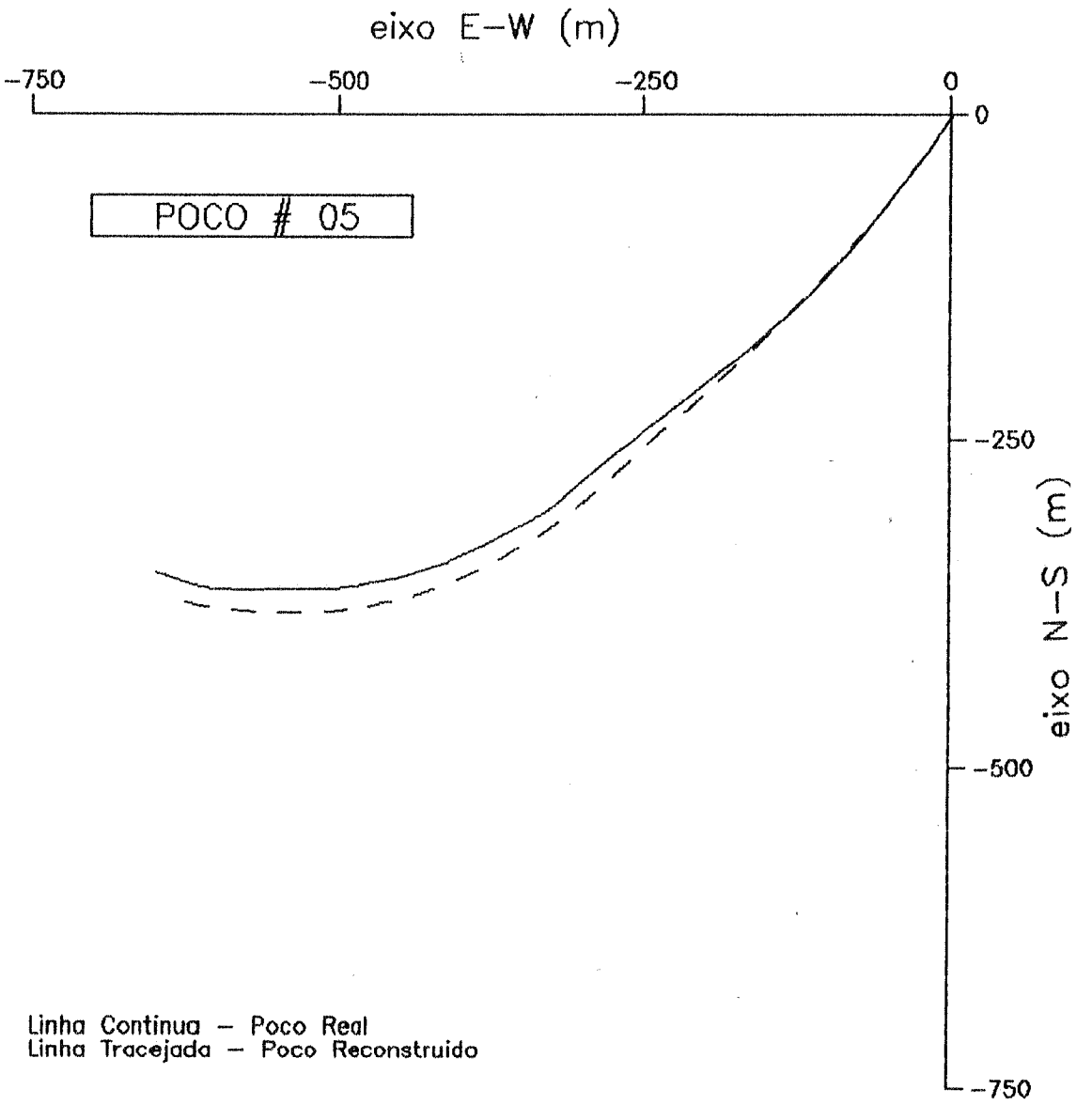
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M234

FIGURA A7-4e



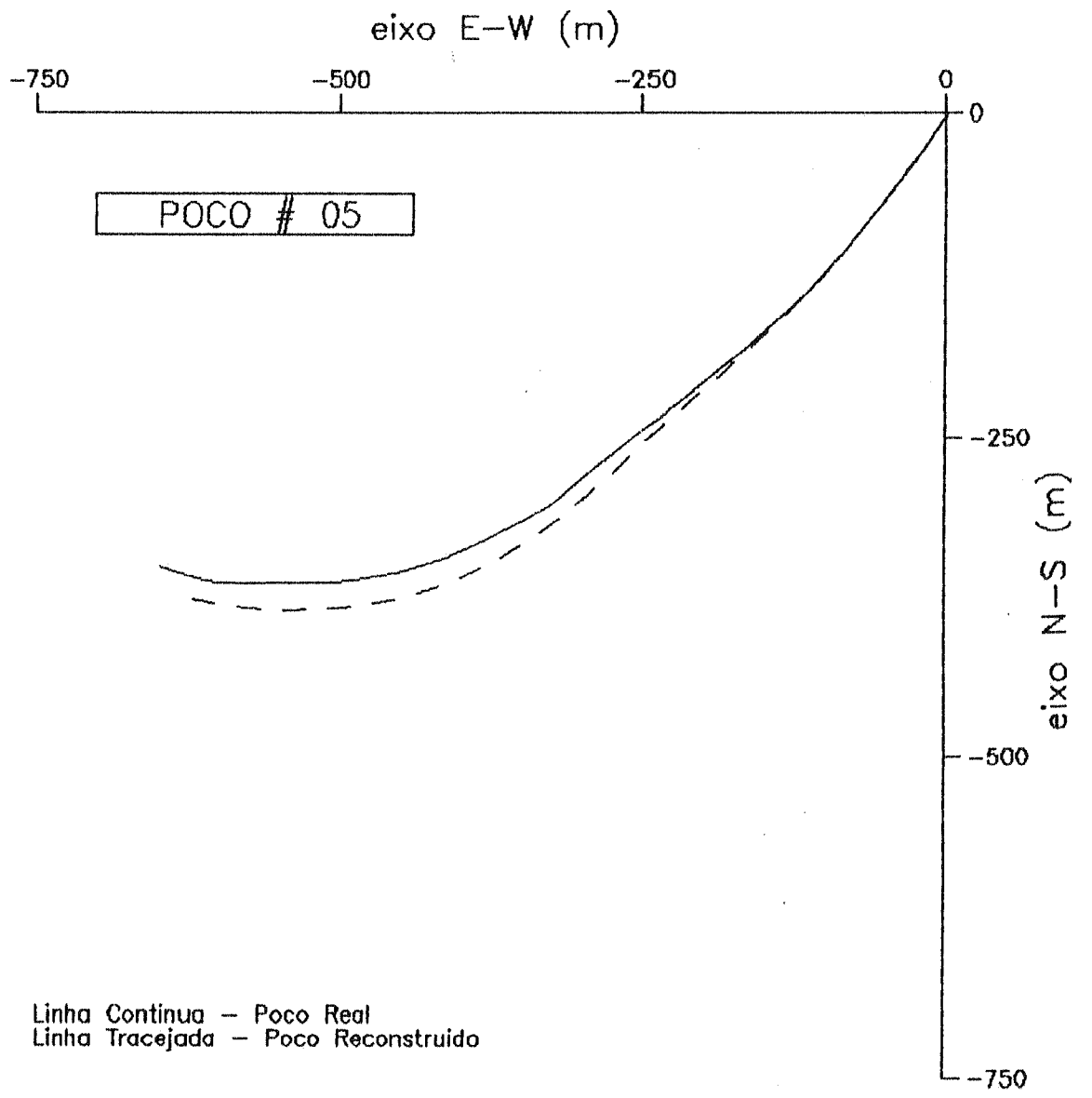
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M1

FIGURA A7-5a



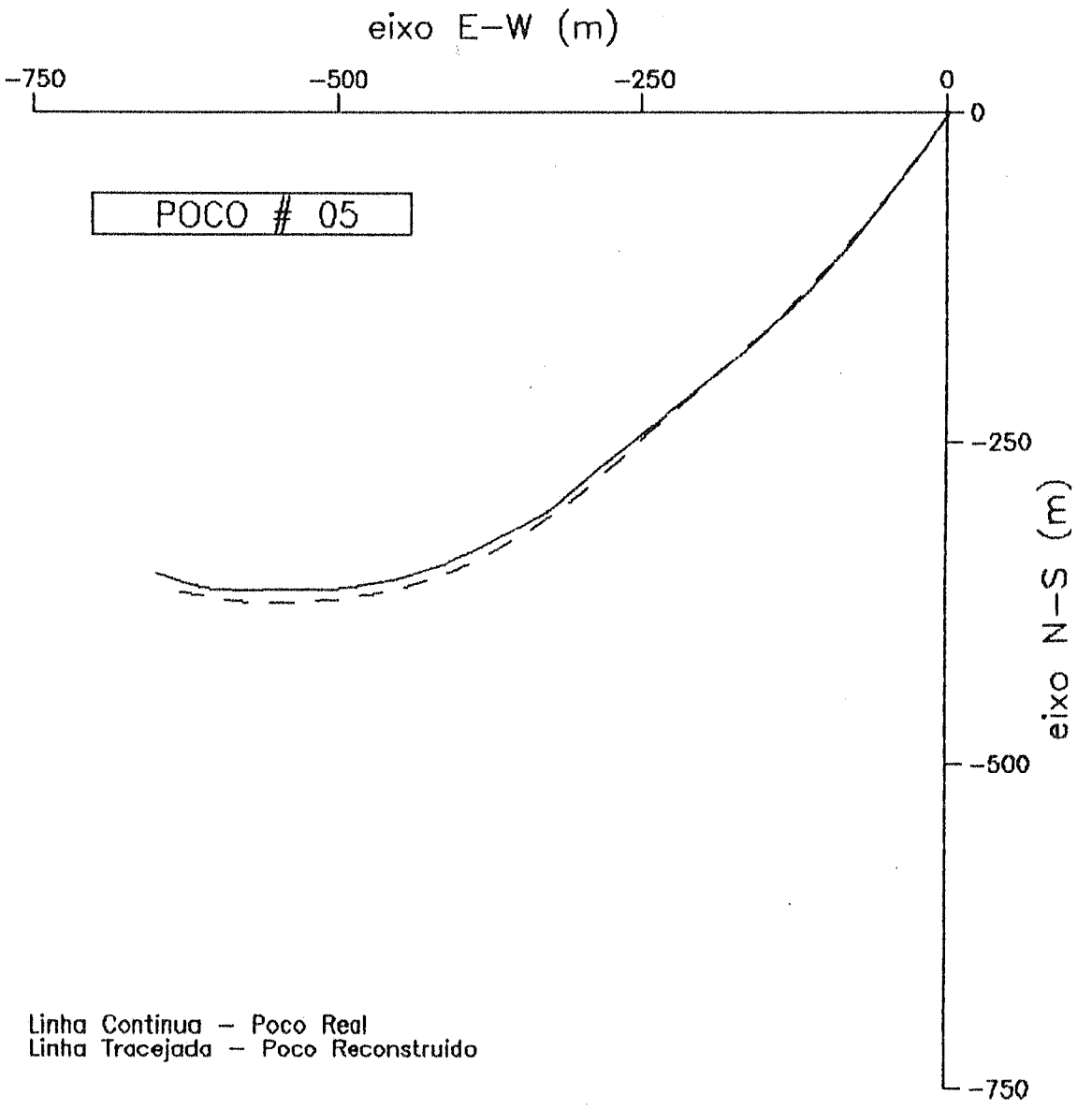
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M2

FIGURA A7-5b



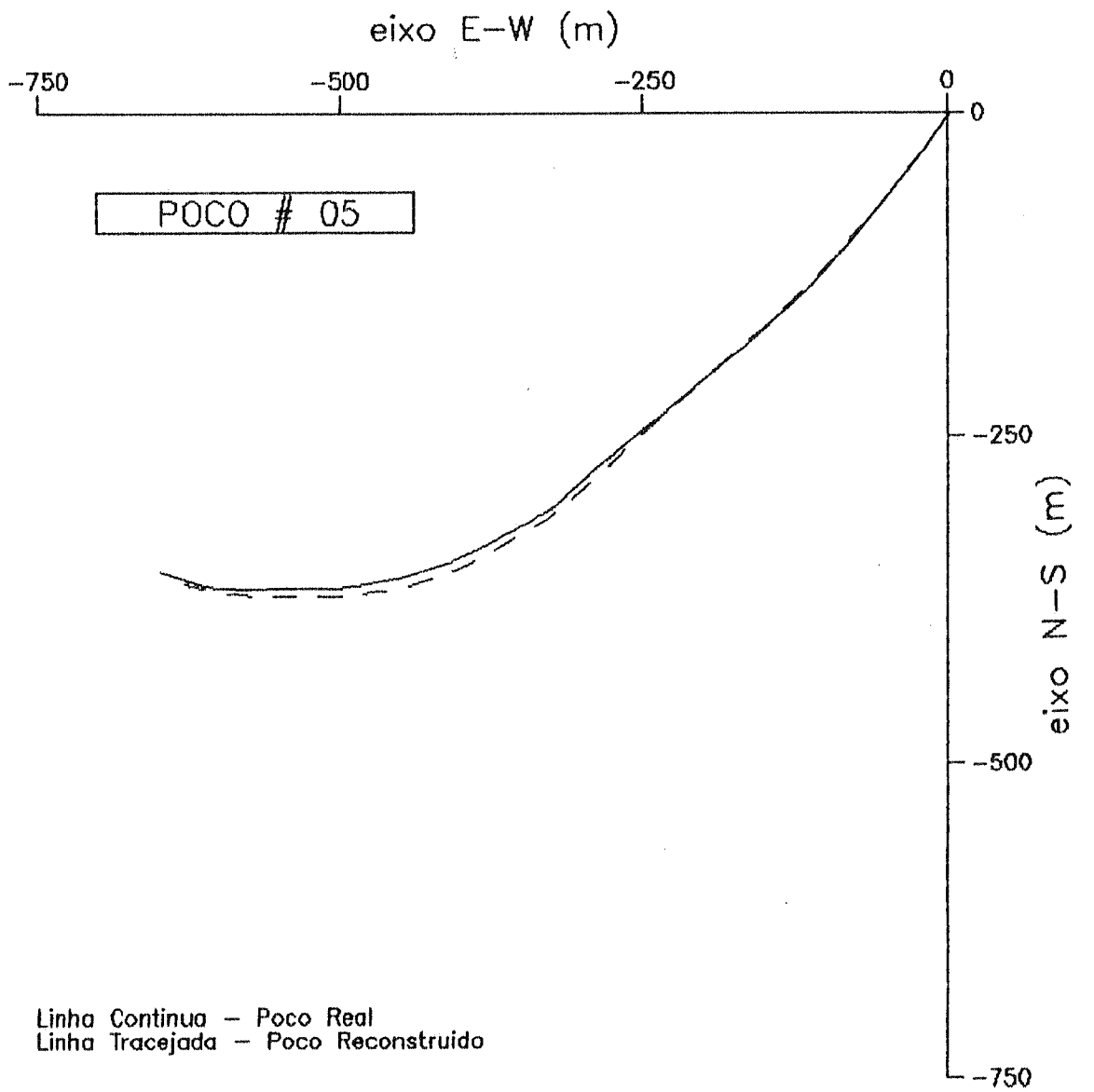
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M23

FIGURA A7-5c



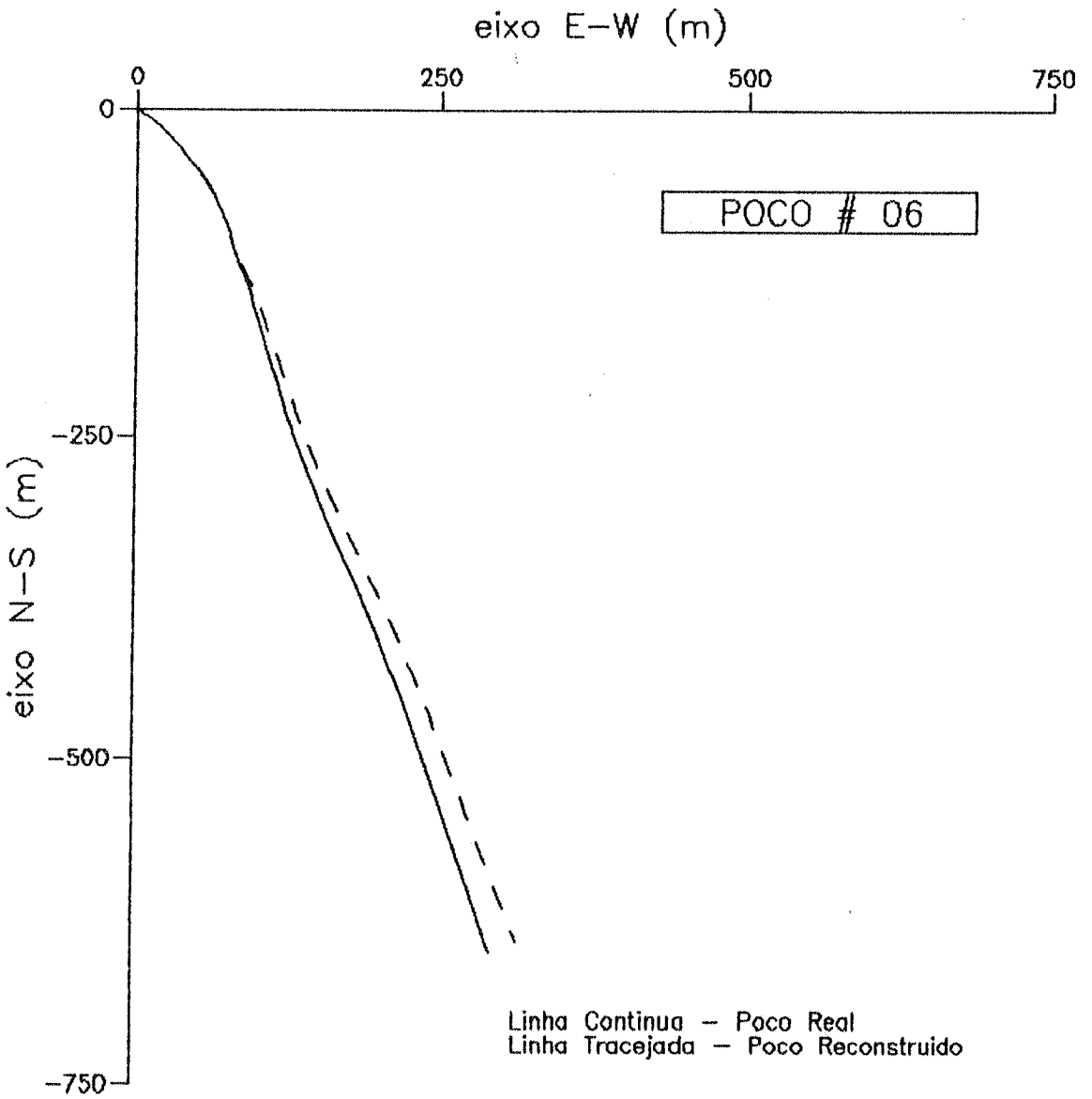
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M24

FIGURA A7-5d



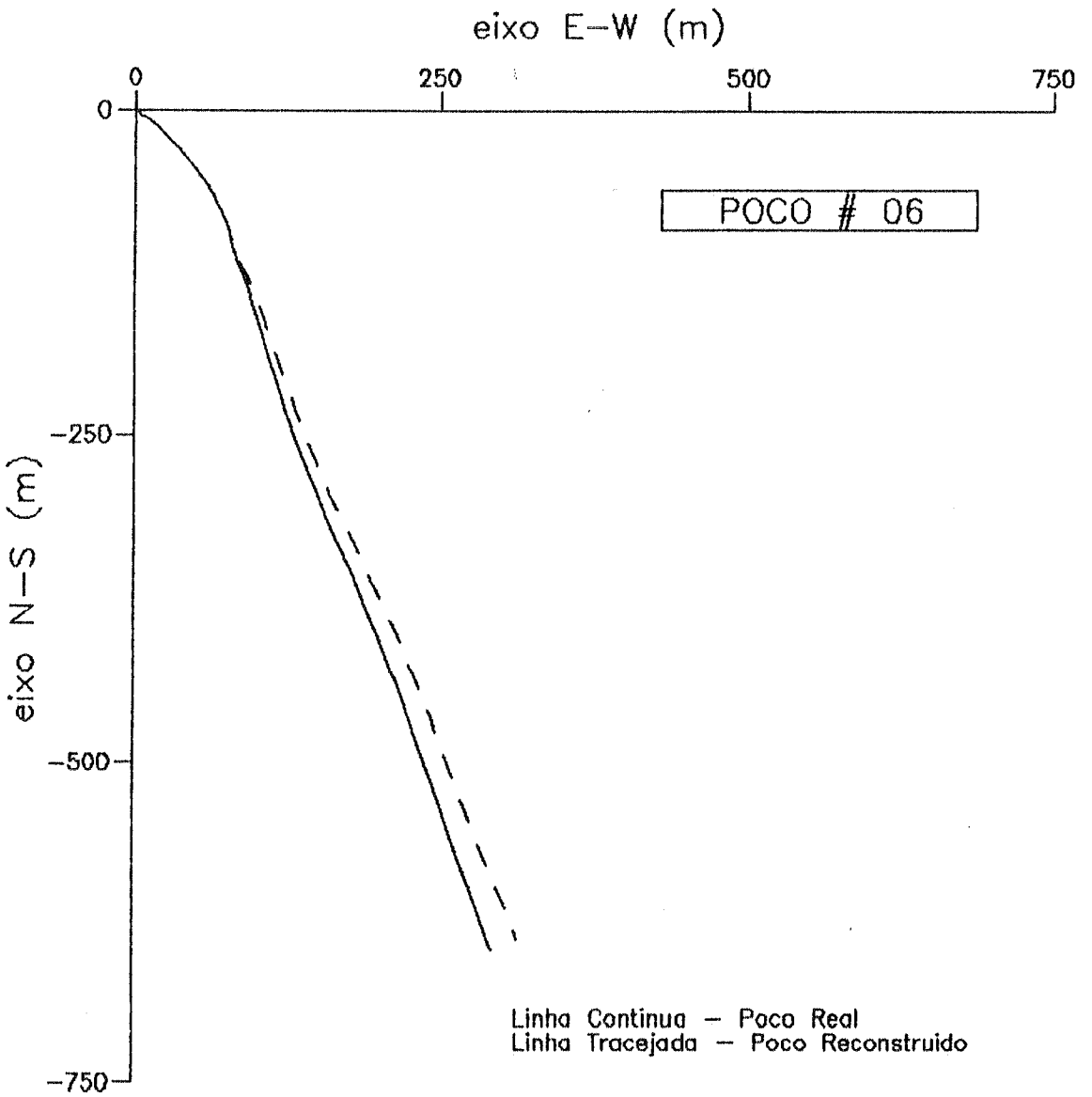
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M234

FIGURA A7-5e



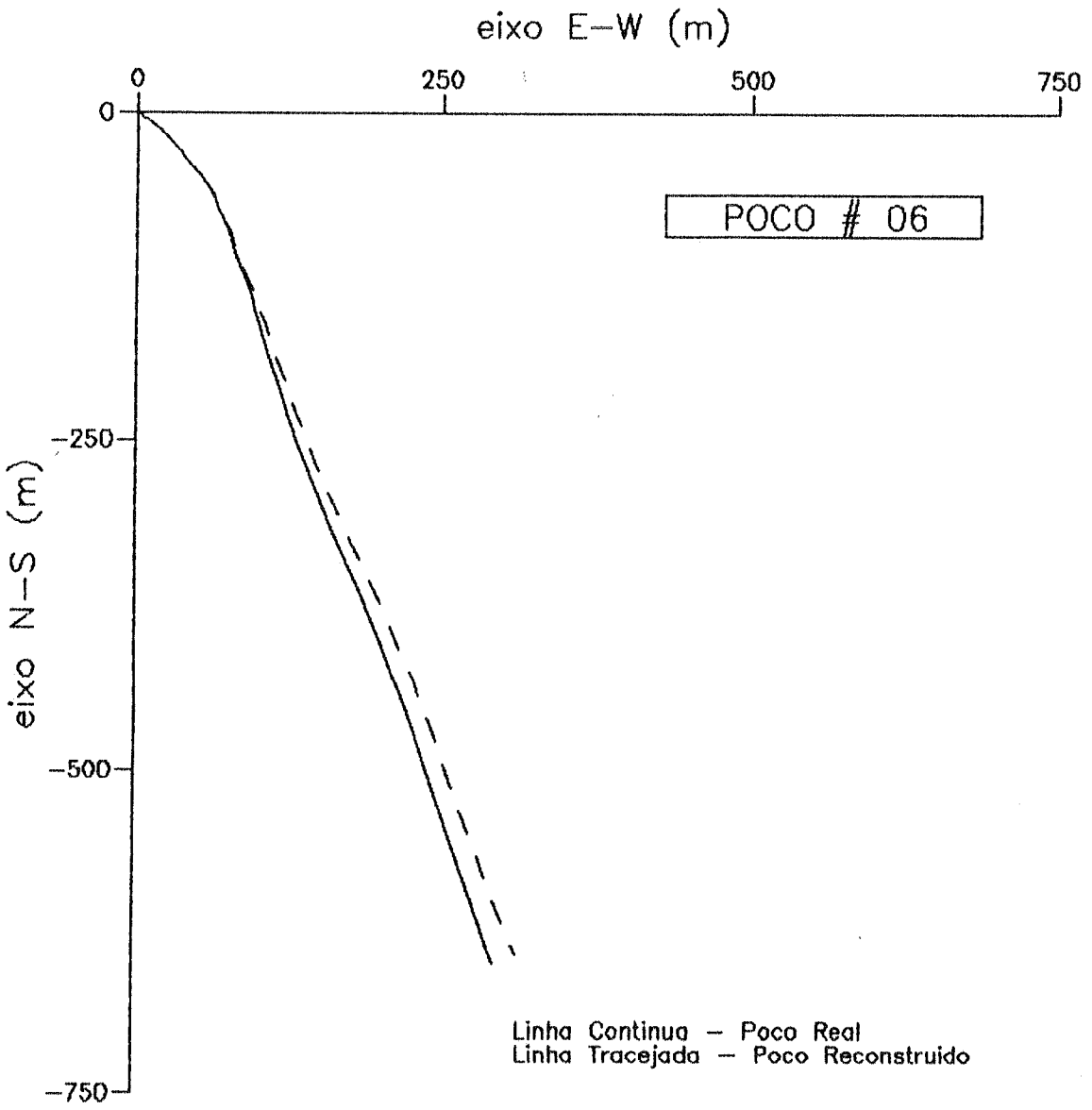
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M1

FIGURA A7-6a



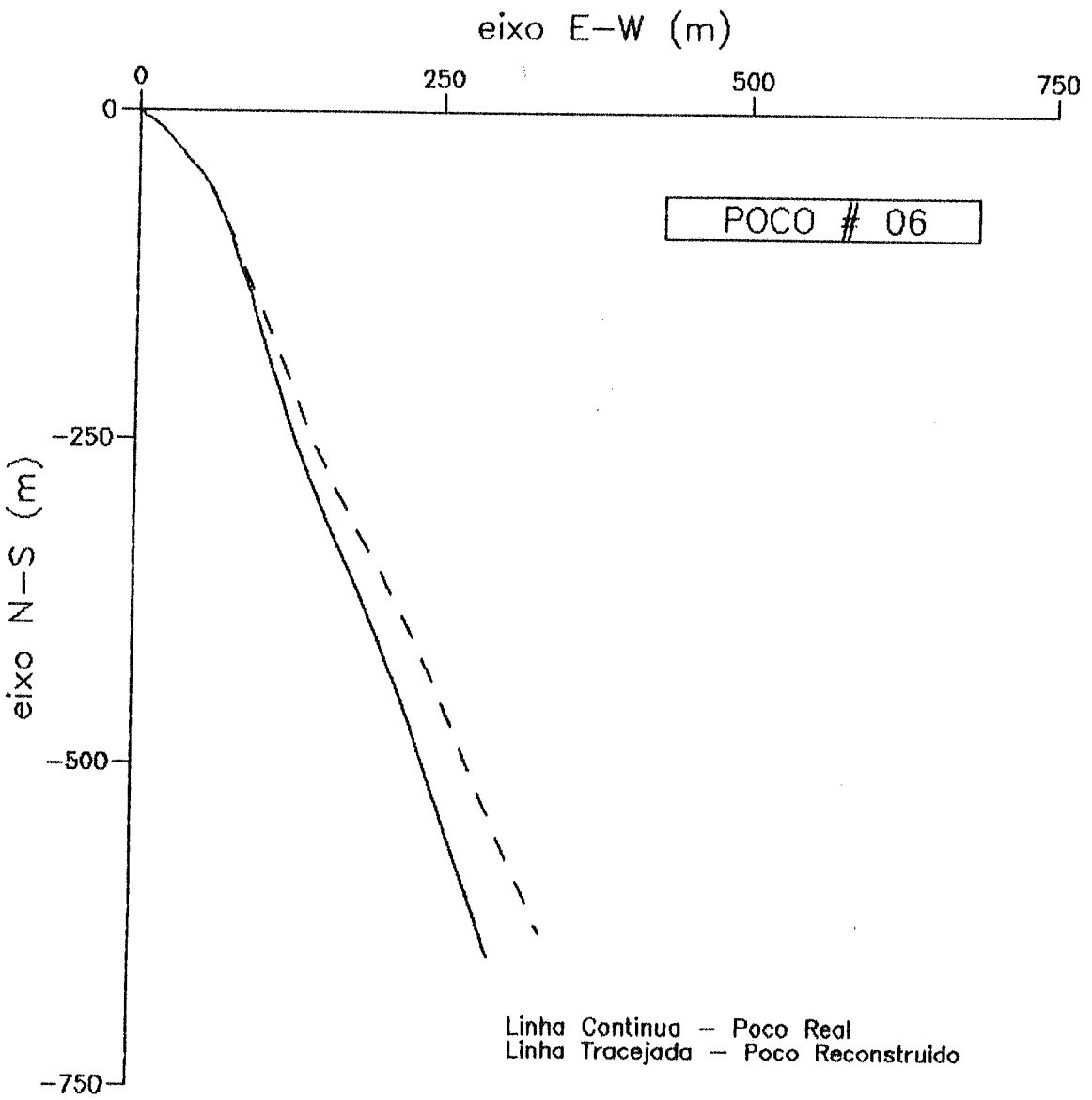
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M2

FIGURA A7-6b



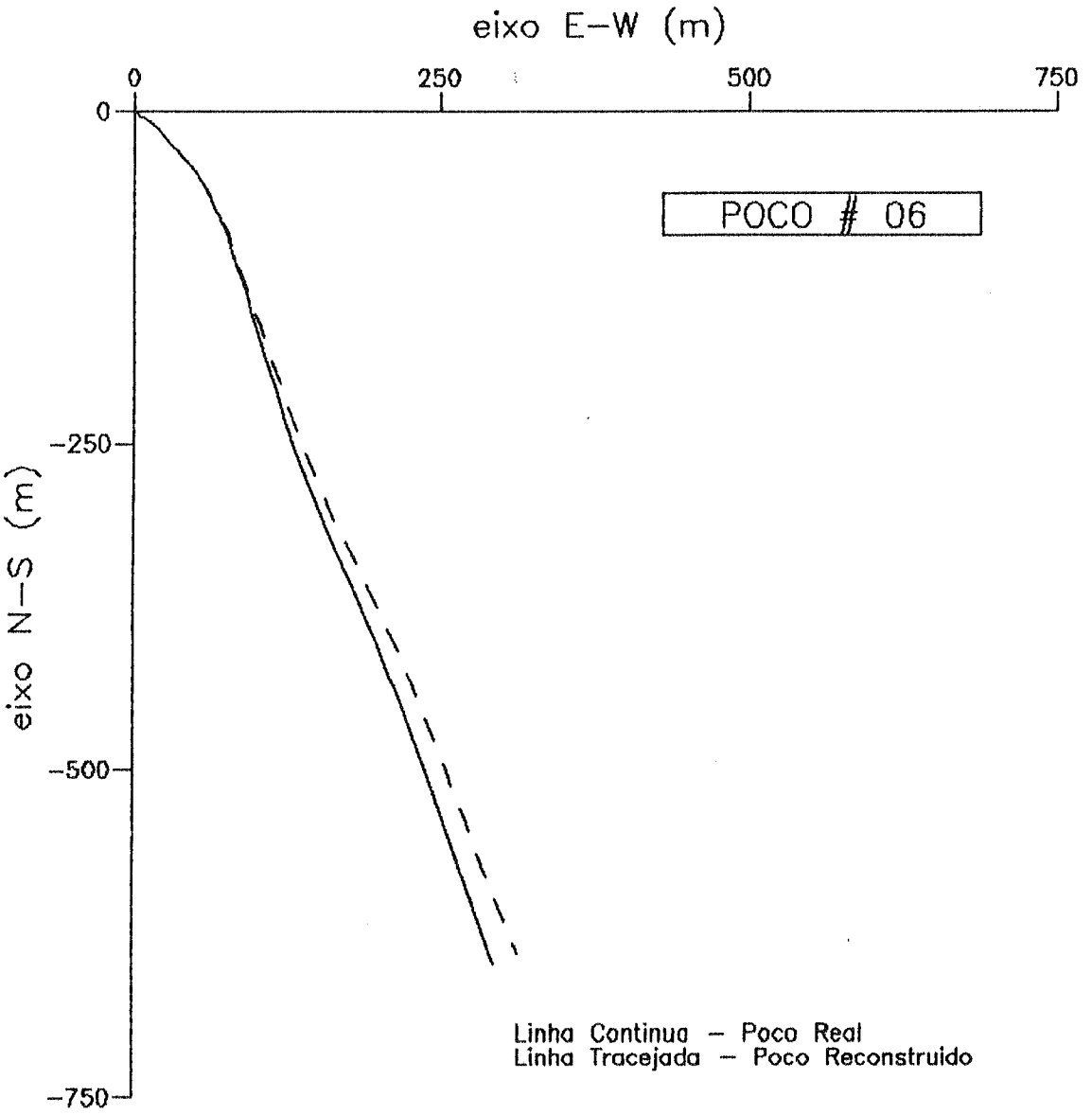
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M23

FIGURA A7-6c



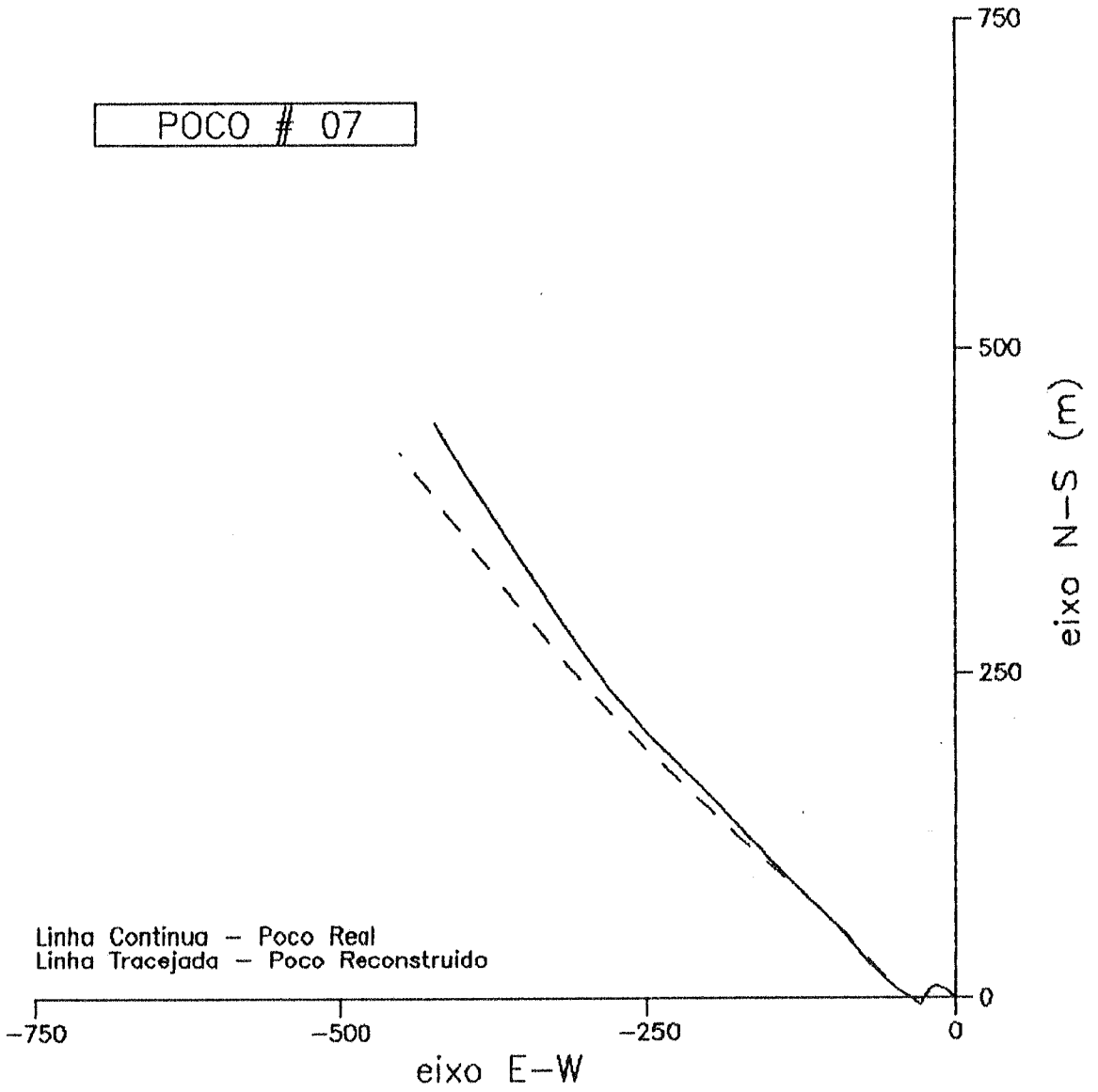
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M24

FIGURA A7-6d



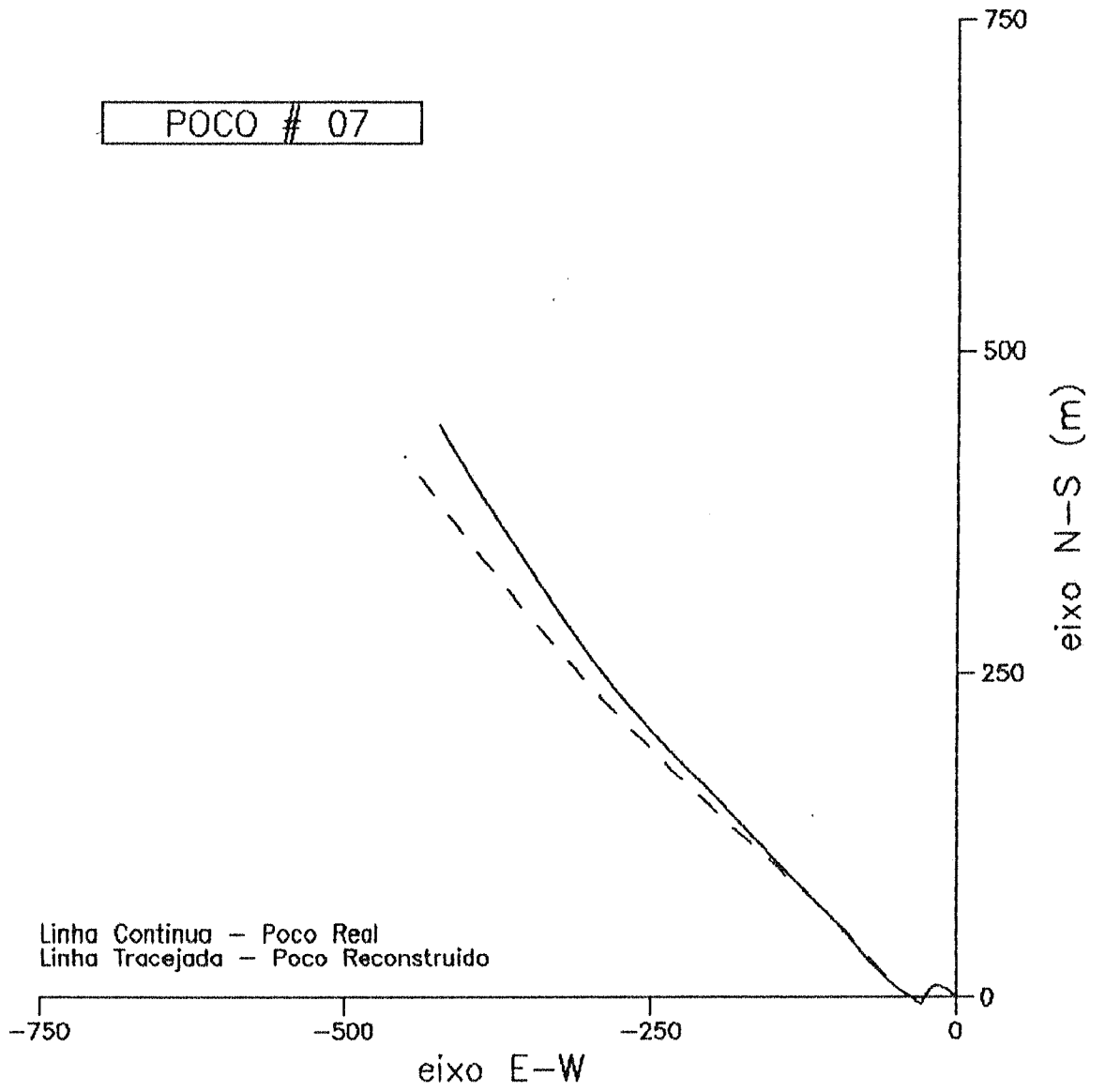
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M234

FIGURA A7-6e



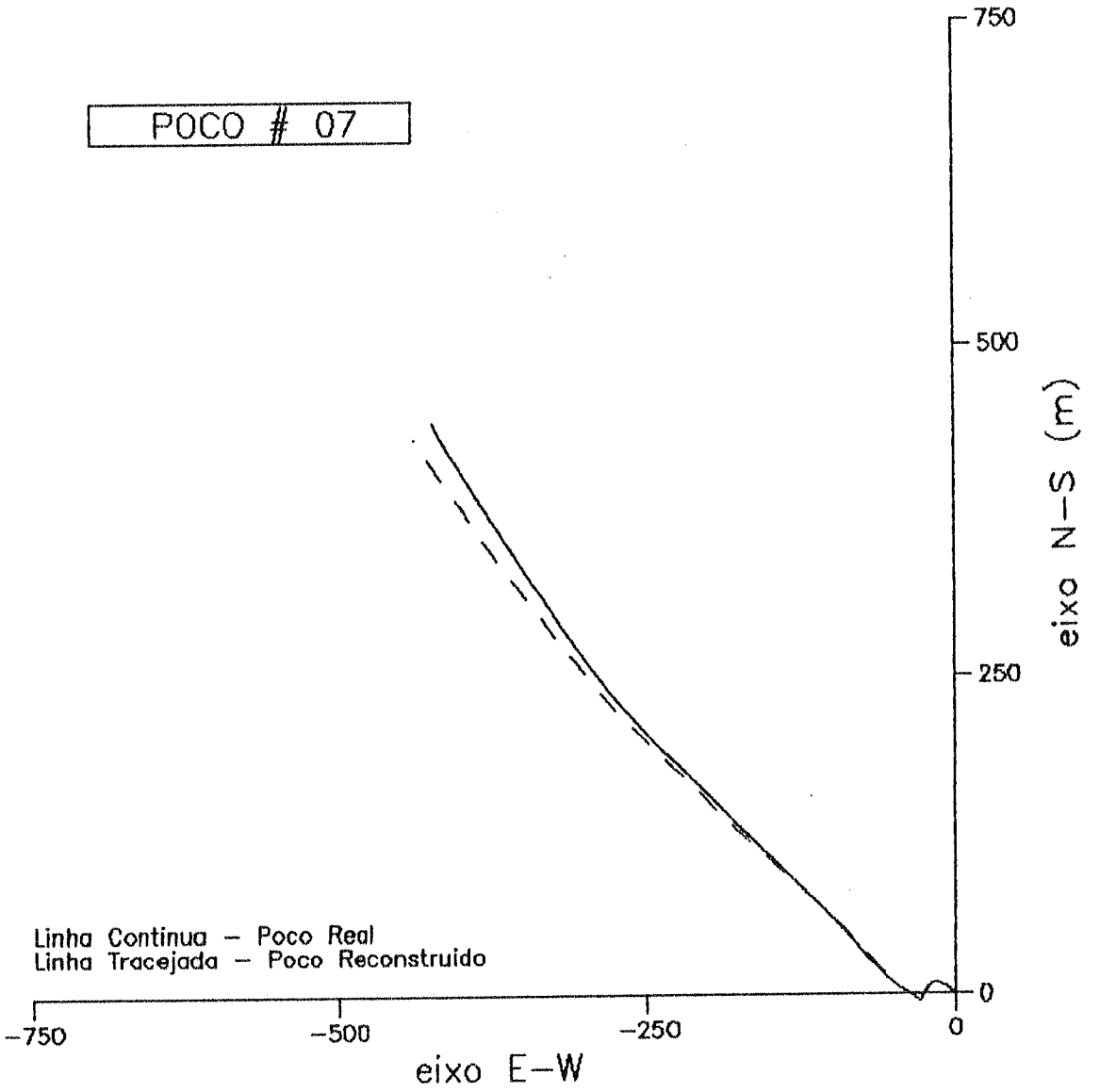
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M1

FIGURA A7-7a



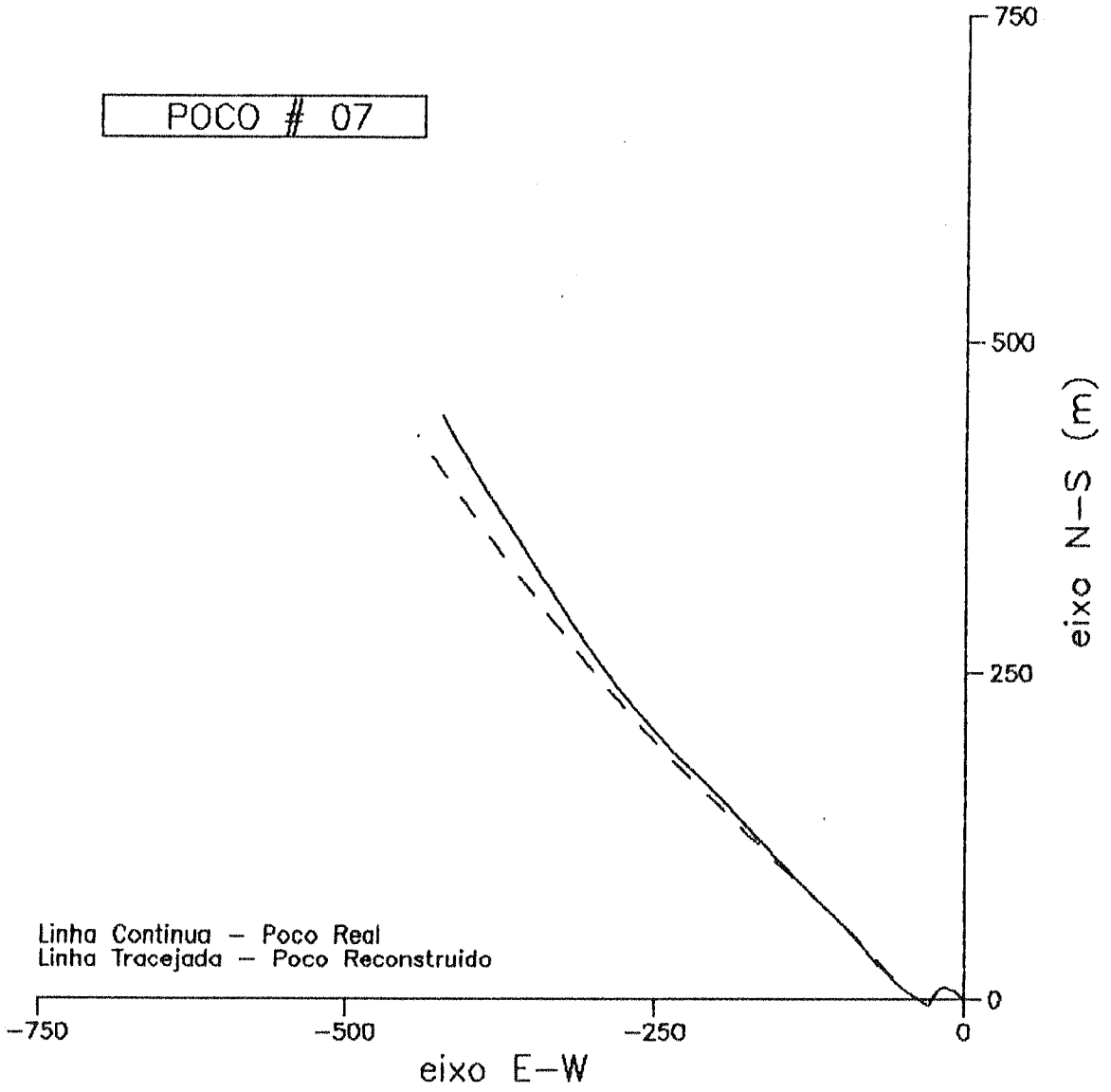
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M2

FIGURA A7-7b



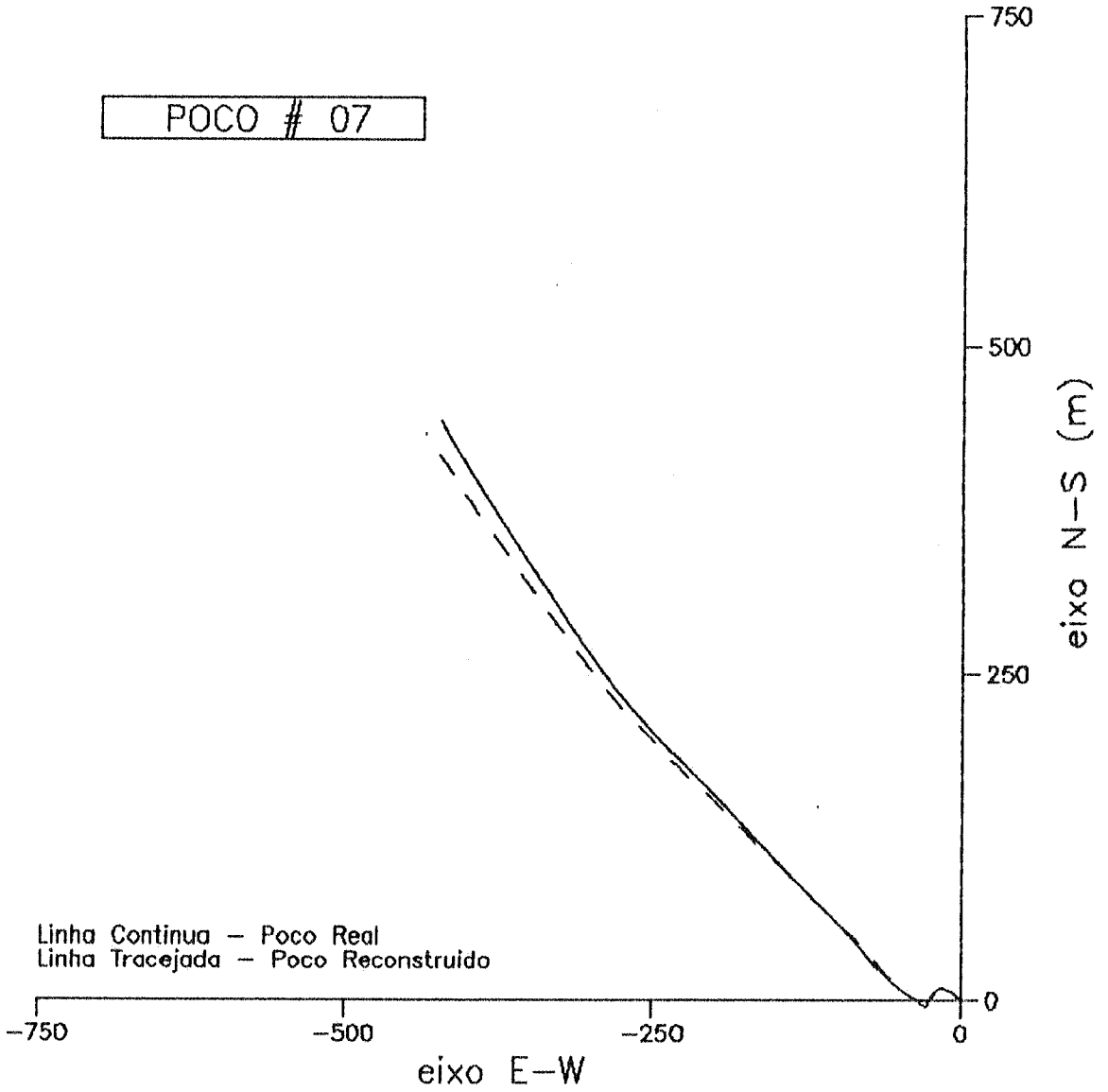
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M23

FIGURA A7-7c



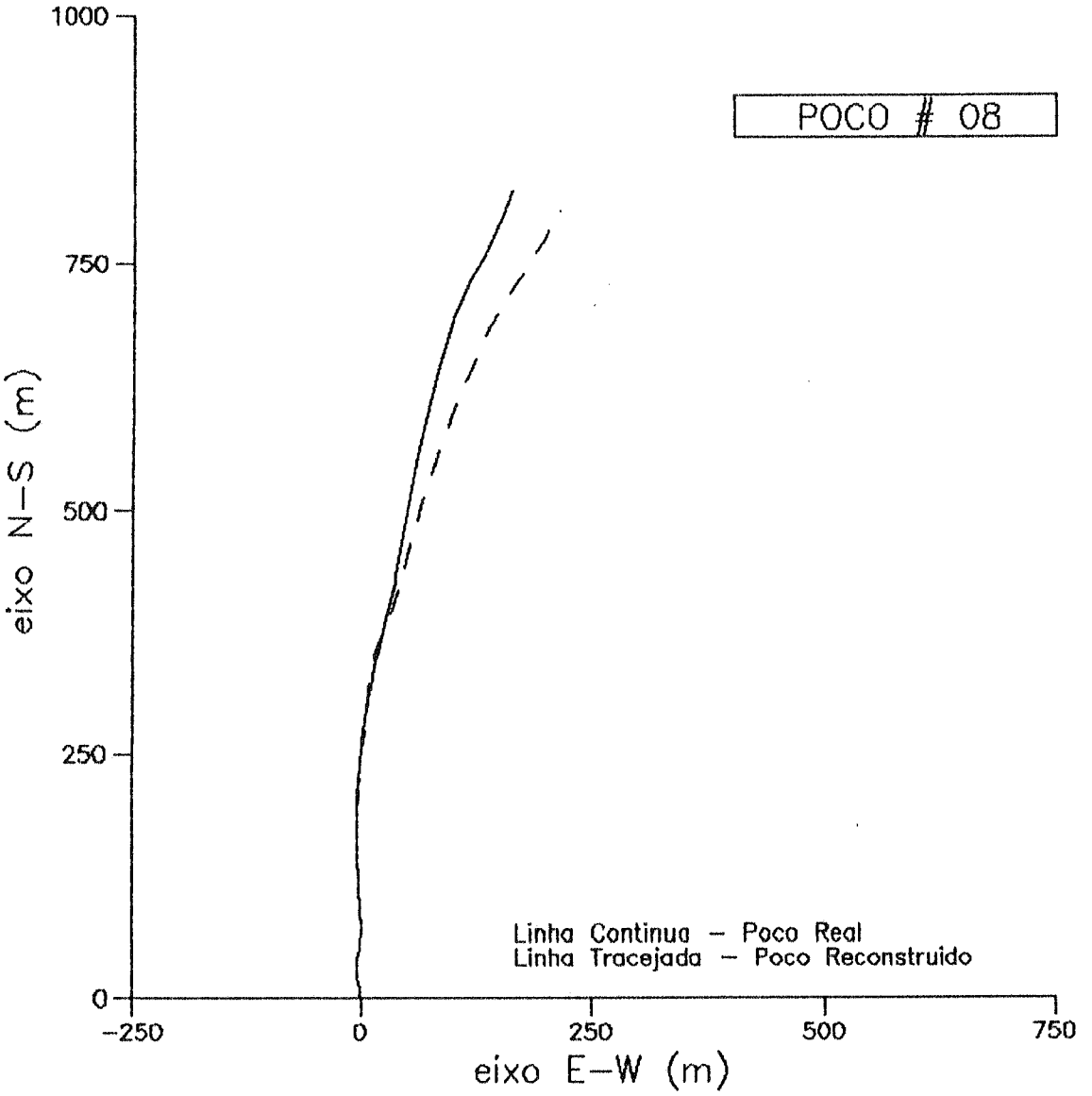
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M24

FIGURA A7-7d



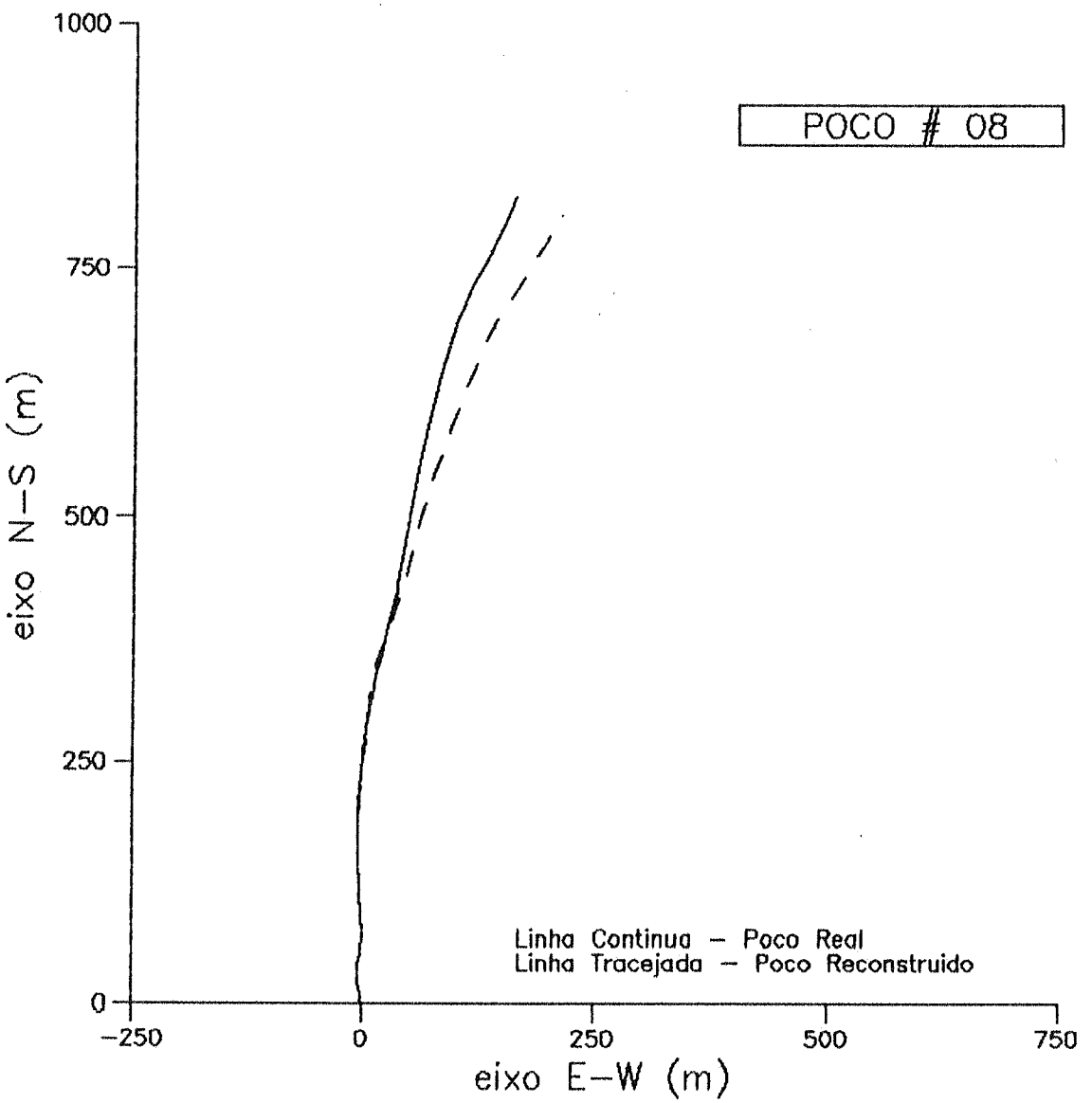
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M234

FIGURA A7-7e



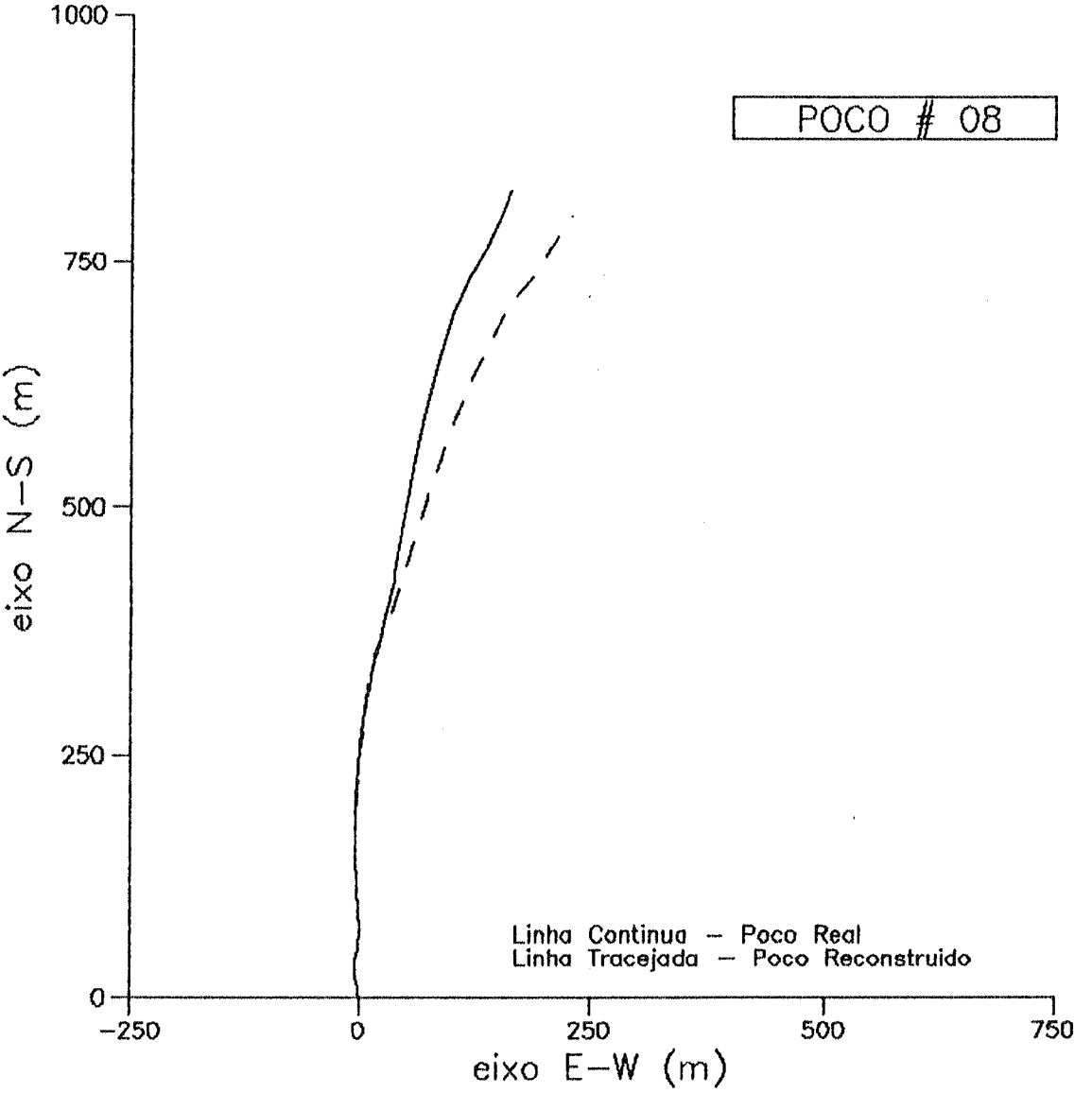
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M1

FIGURA A7-8a



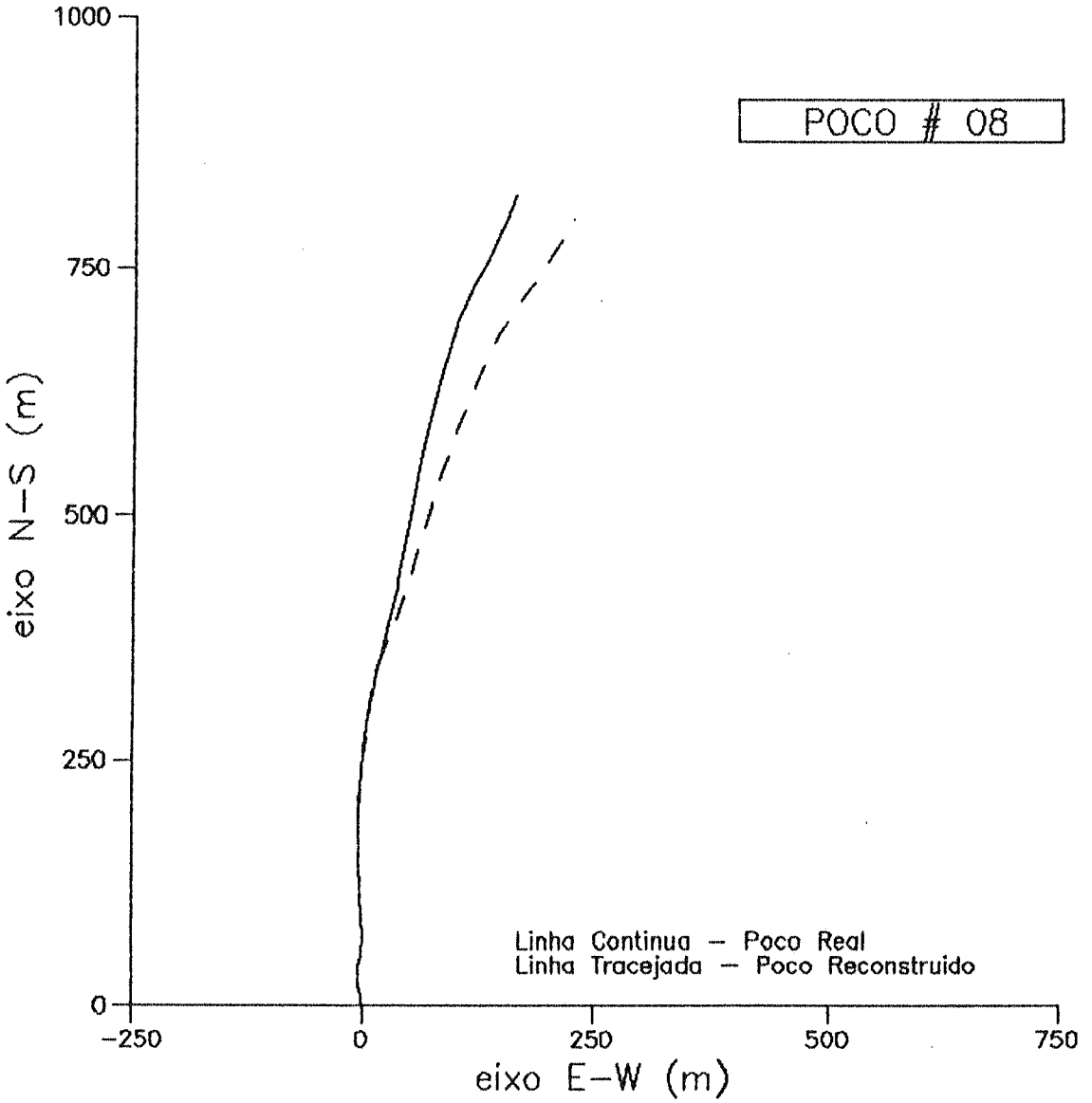
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M2

FIGURA A7-8b



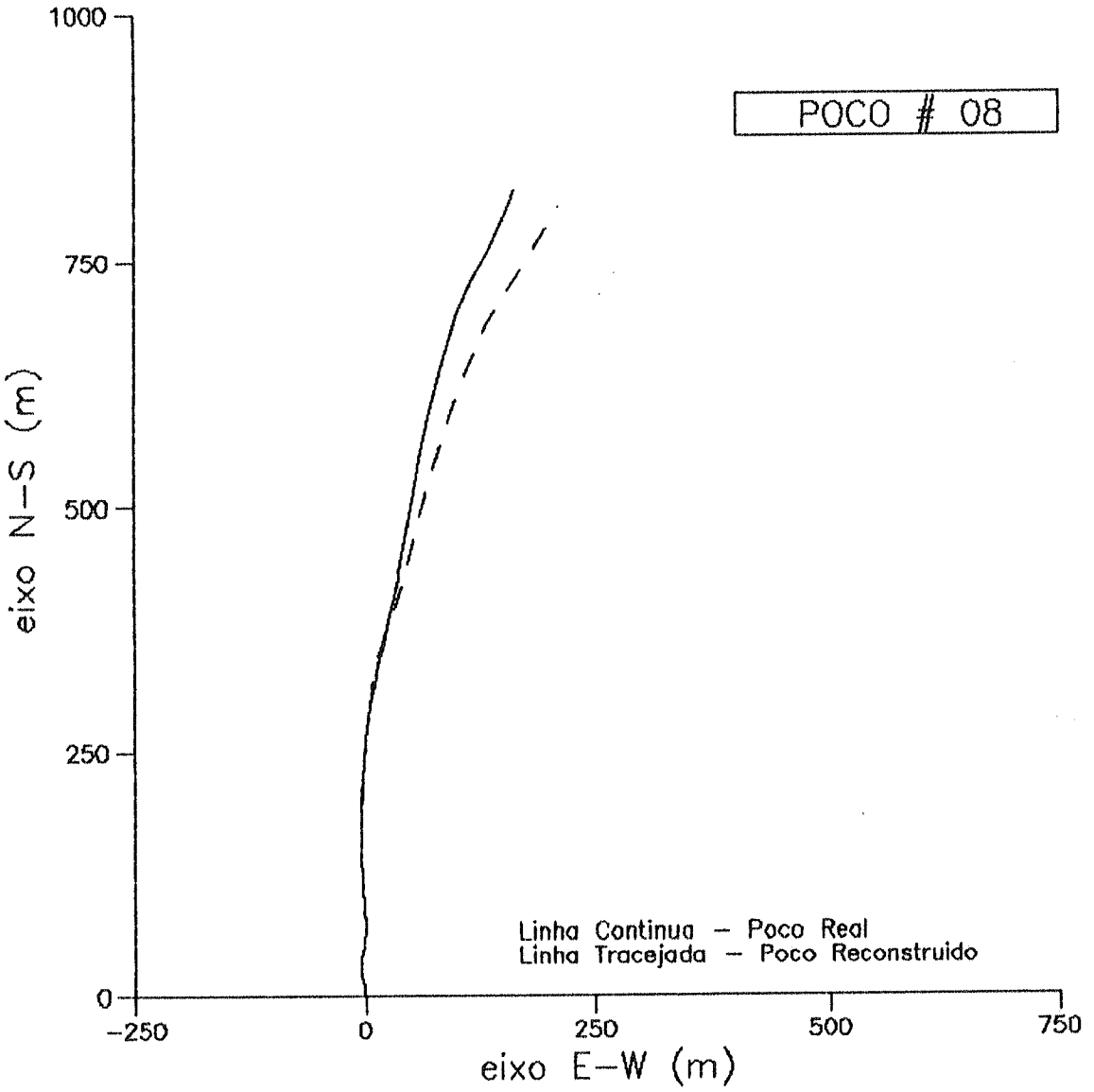
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M23

FIGURA A7-8c



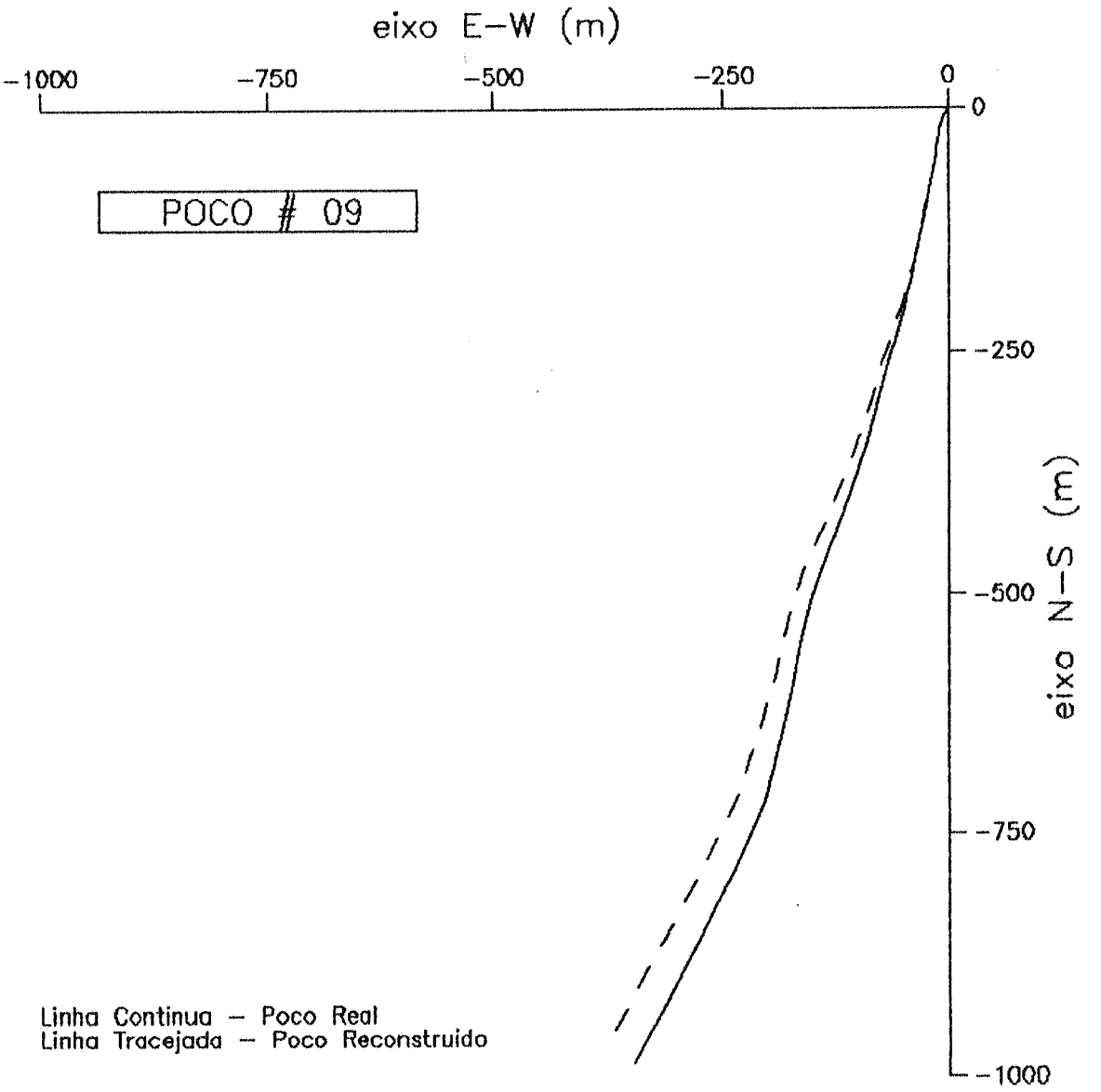
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M24

FIGURA A7-8d



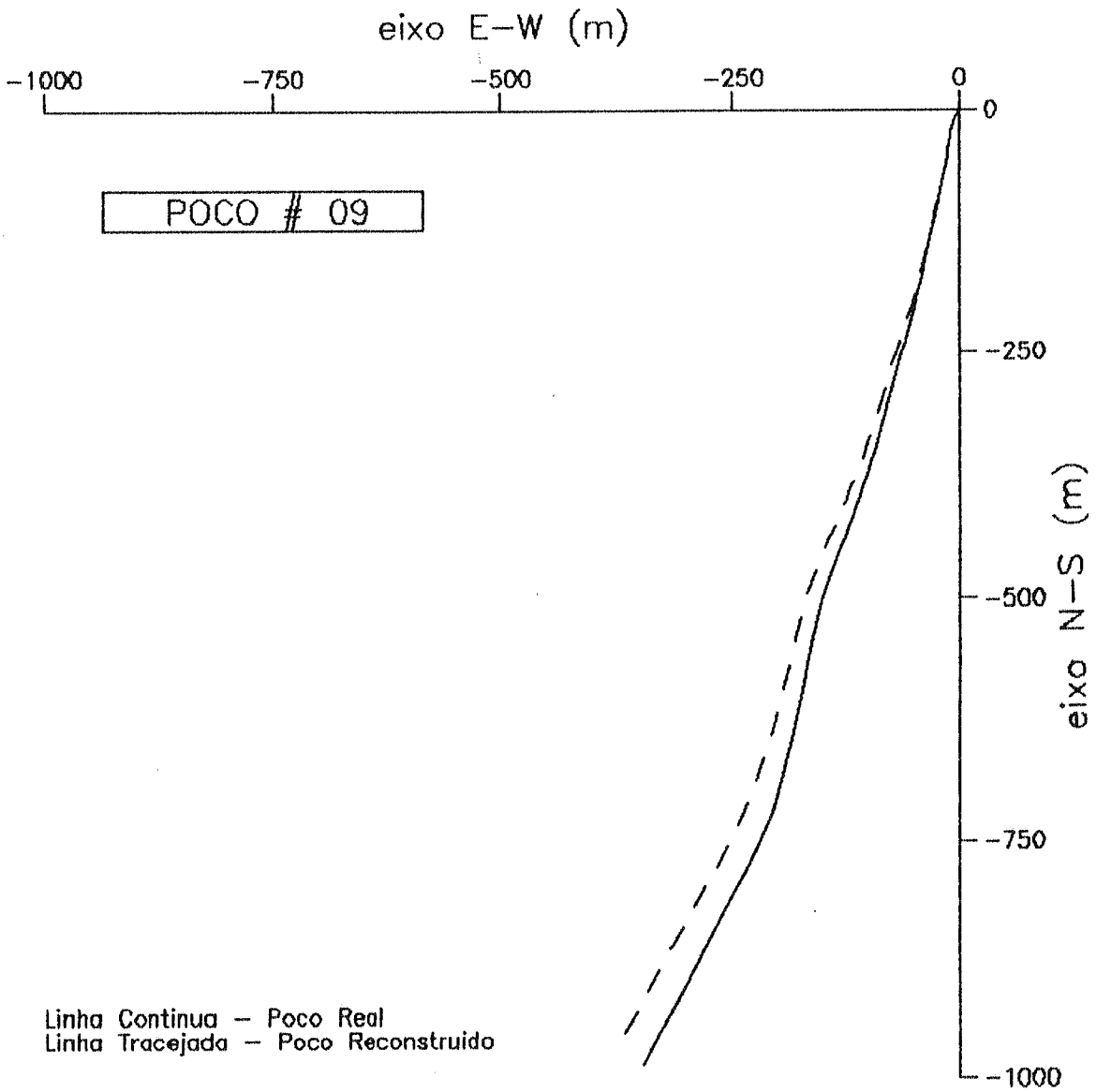
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M234

FIGURA A7-8e



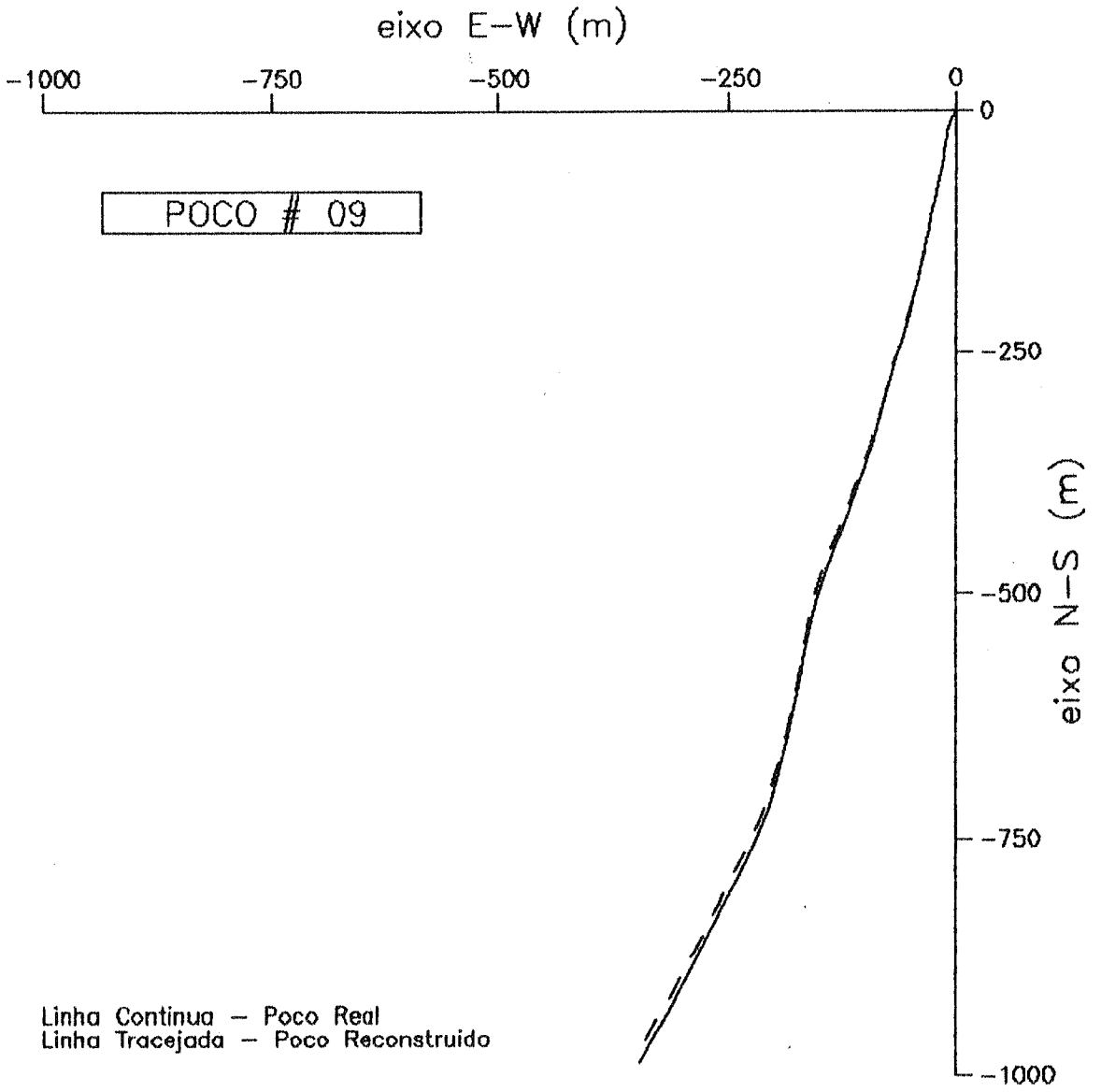
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M1

FIGURA A7-9a



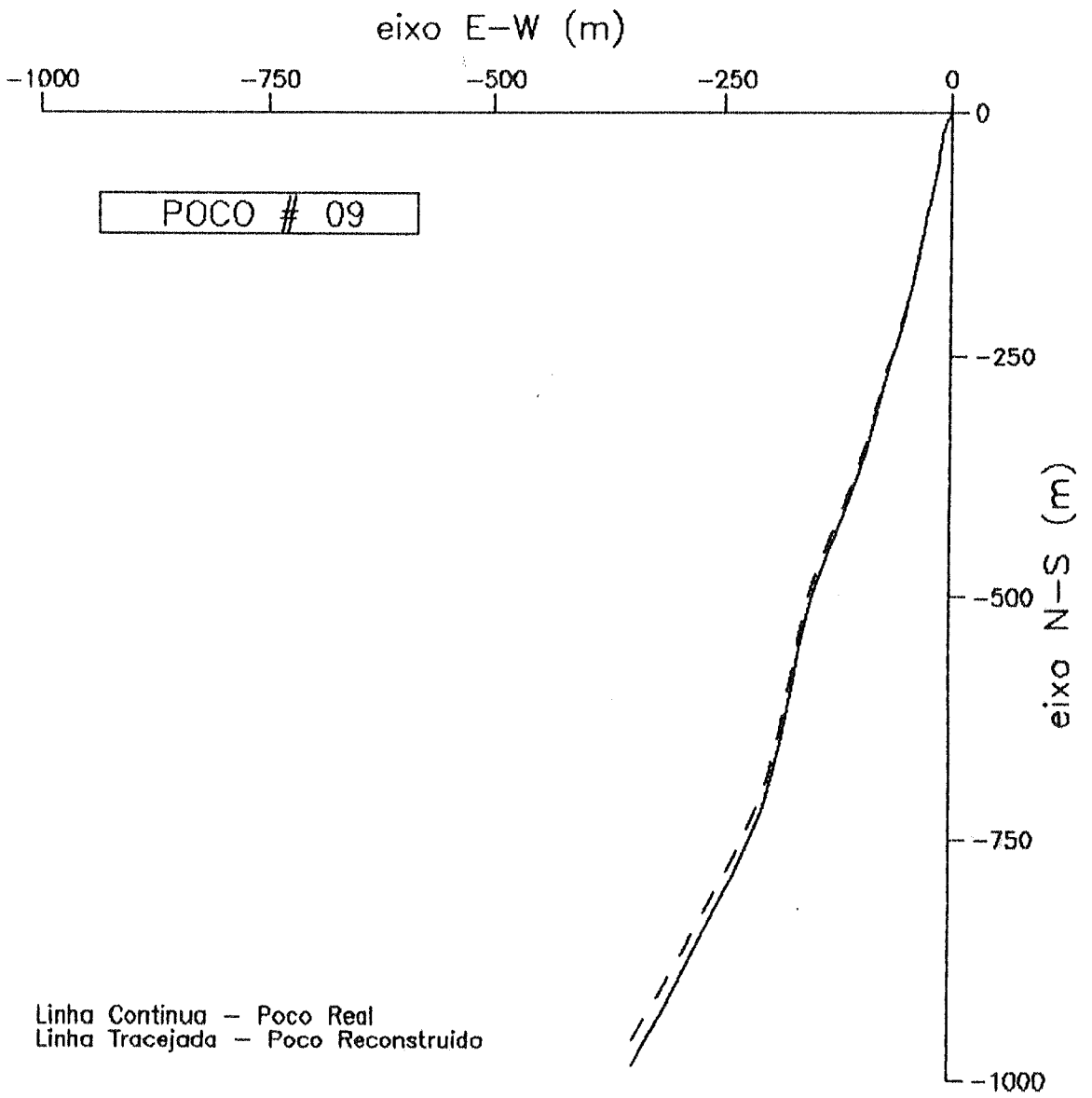
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M2

FIGURA A7-9b



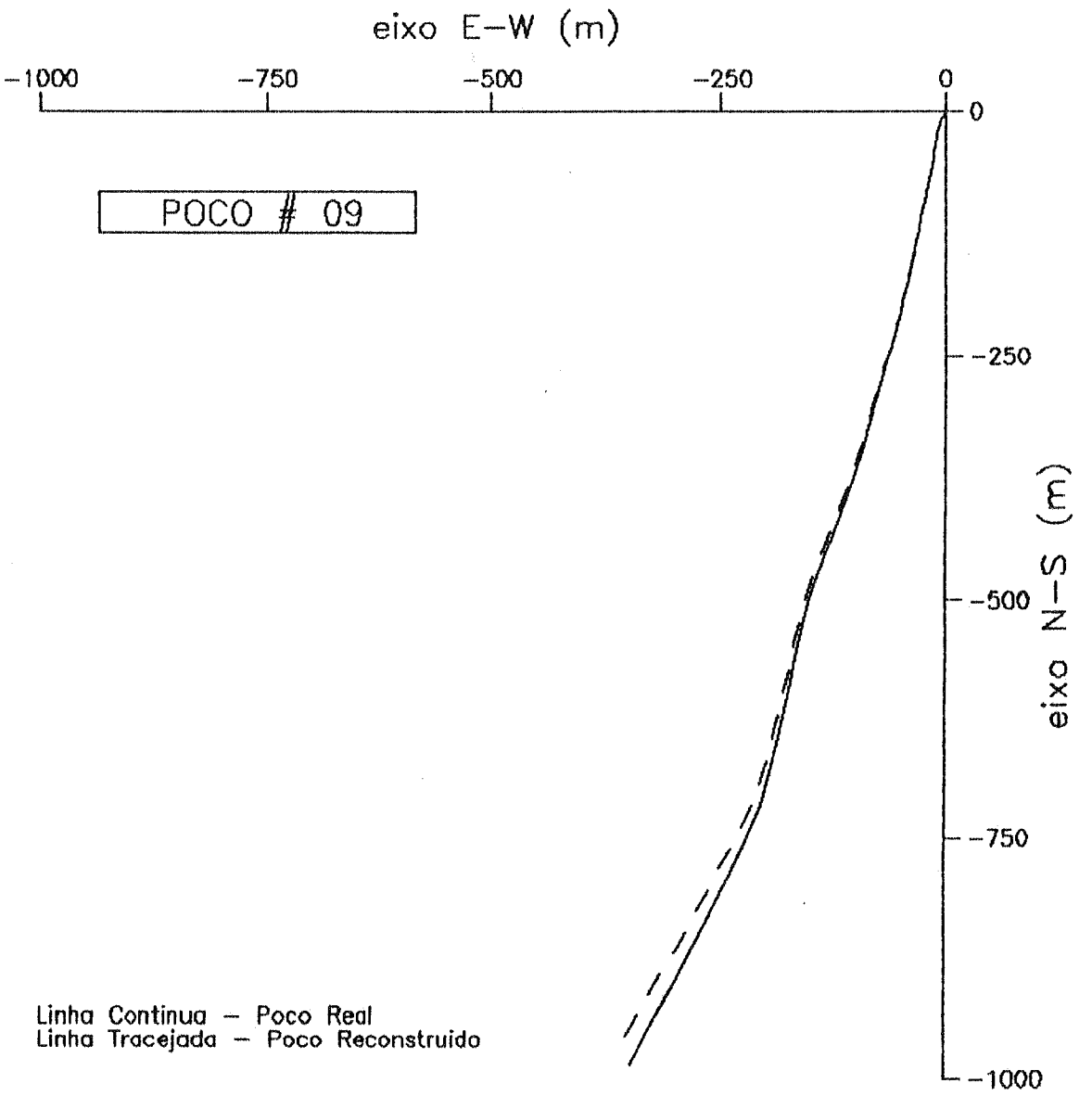
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M23

FIGURA A7-9c



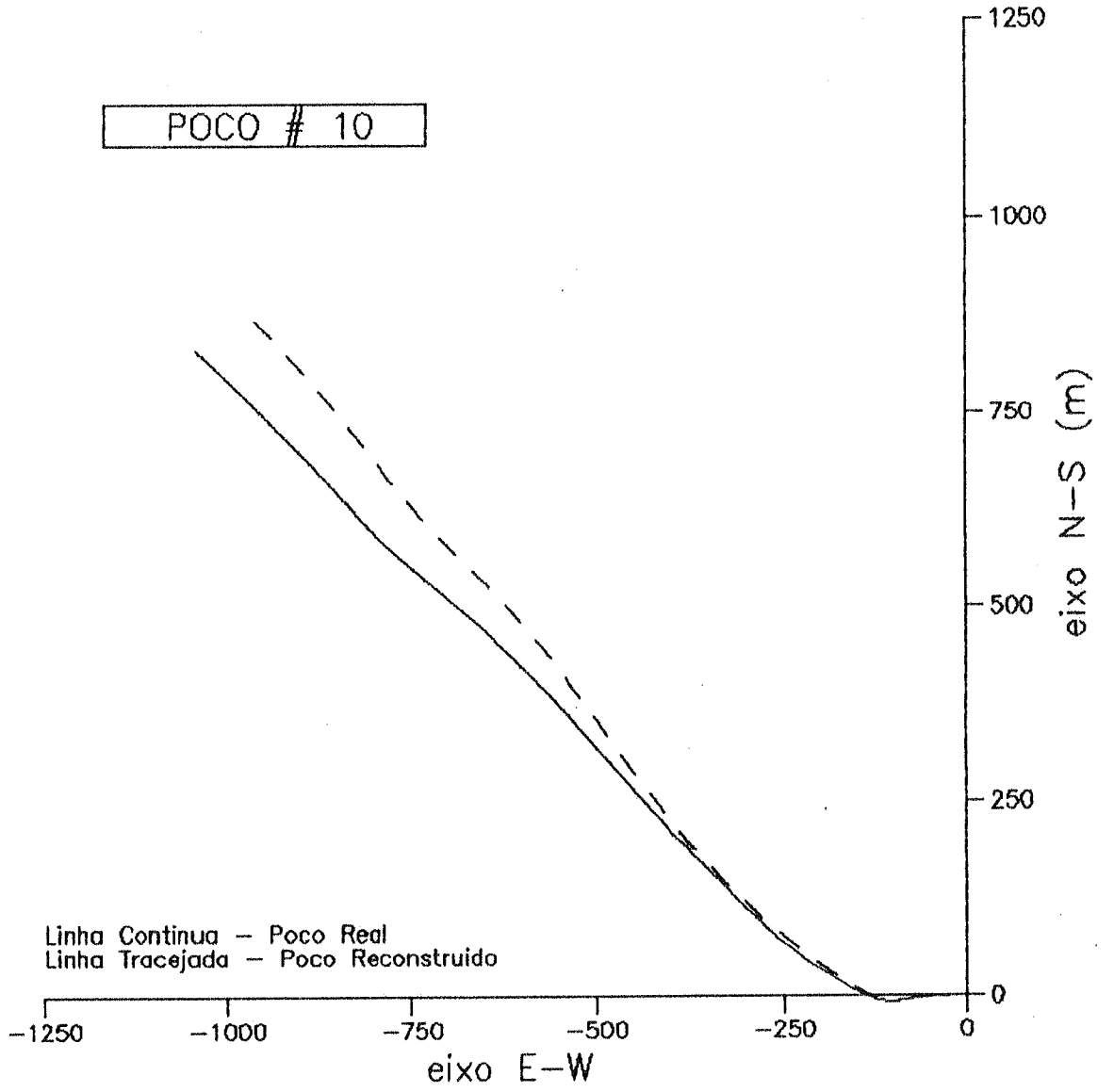
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M24

FIGURA A7-9d



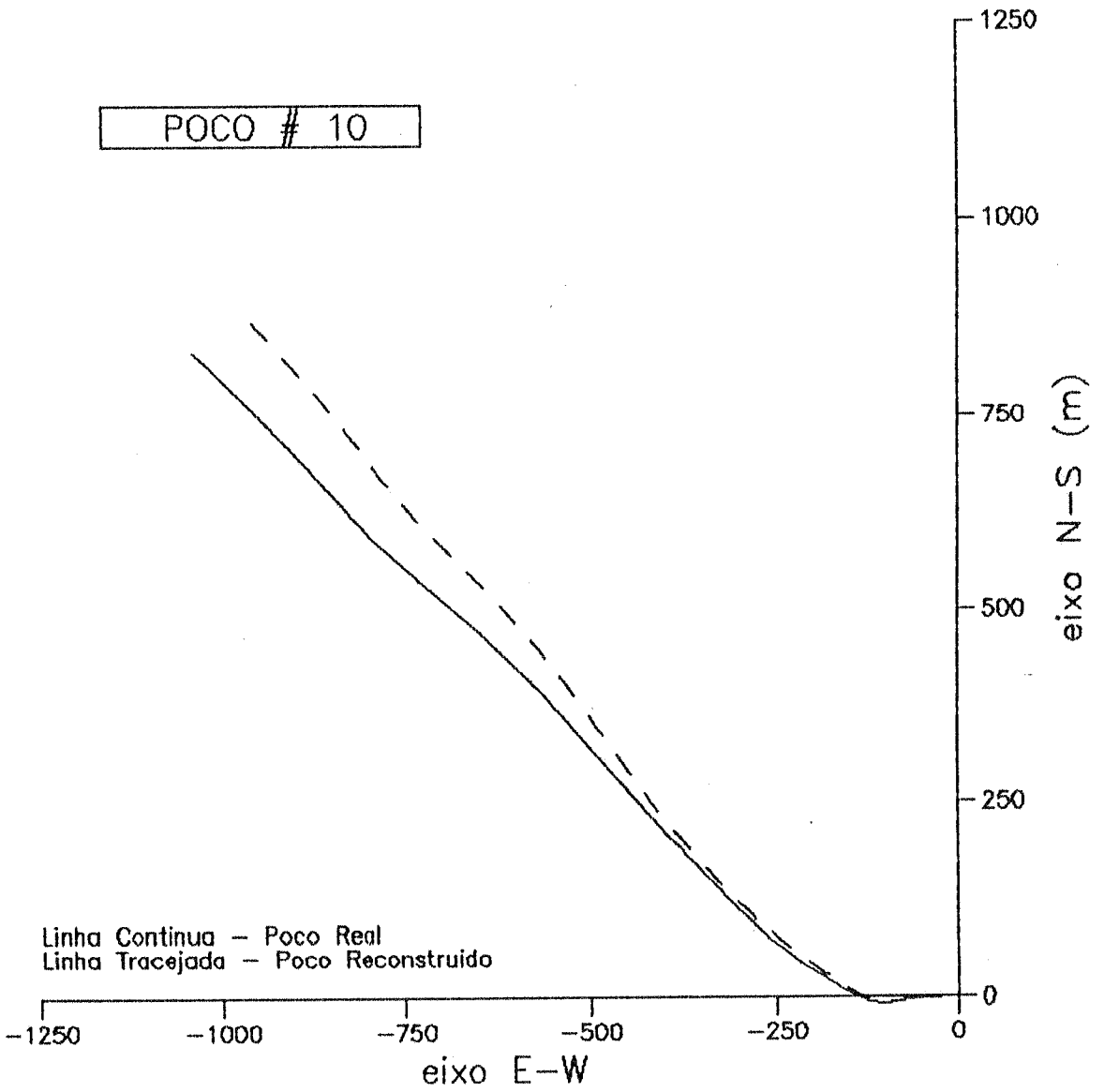
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M234

FIGURA A7-9e



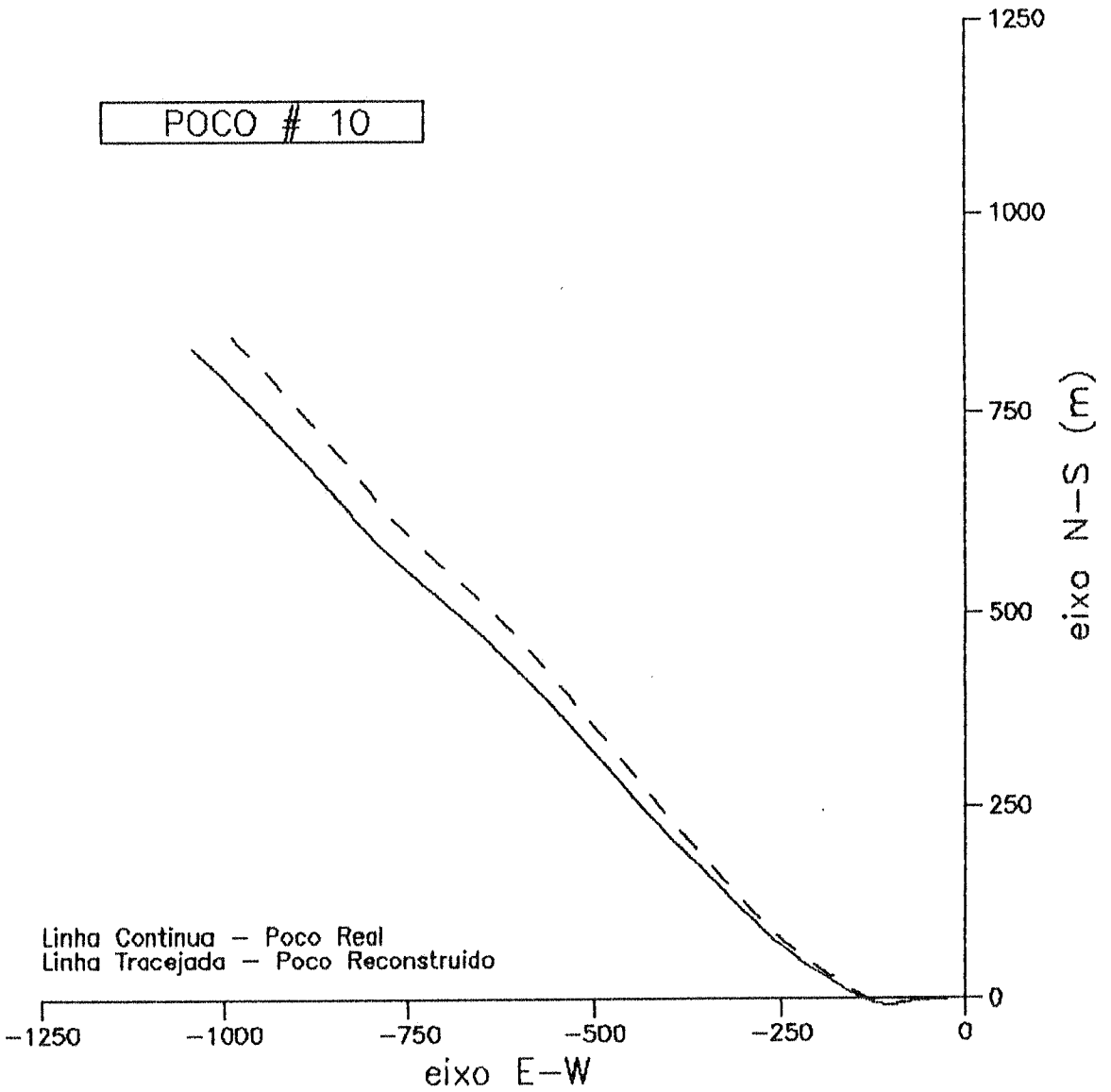
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M1

FIGURA A7-10a



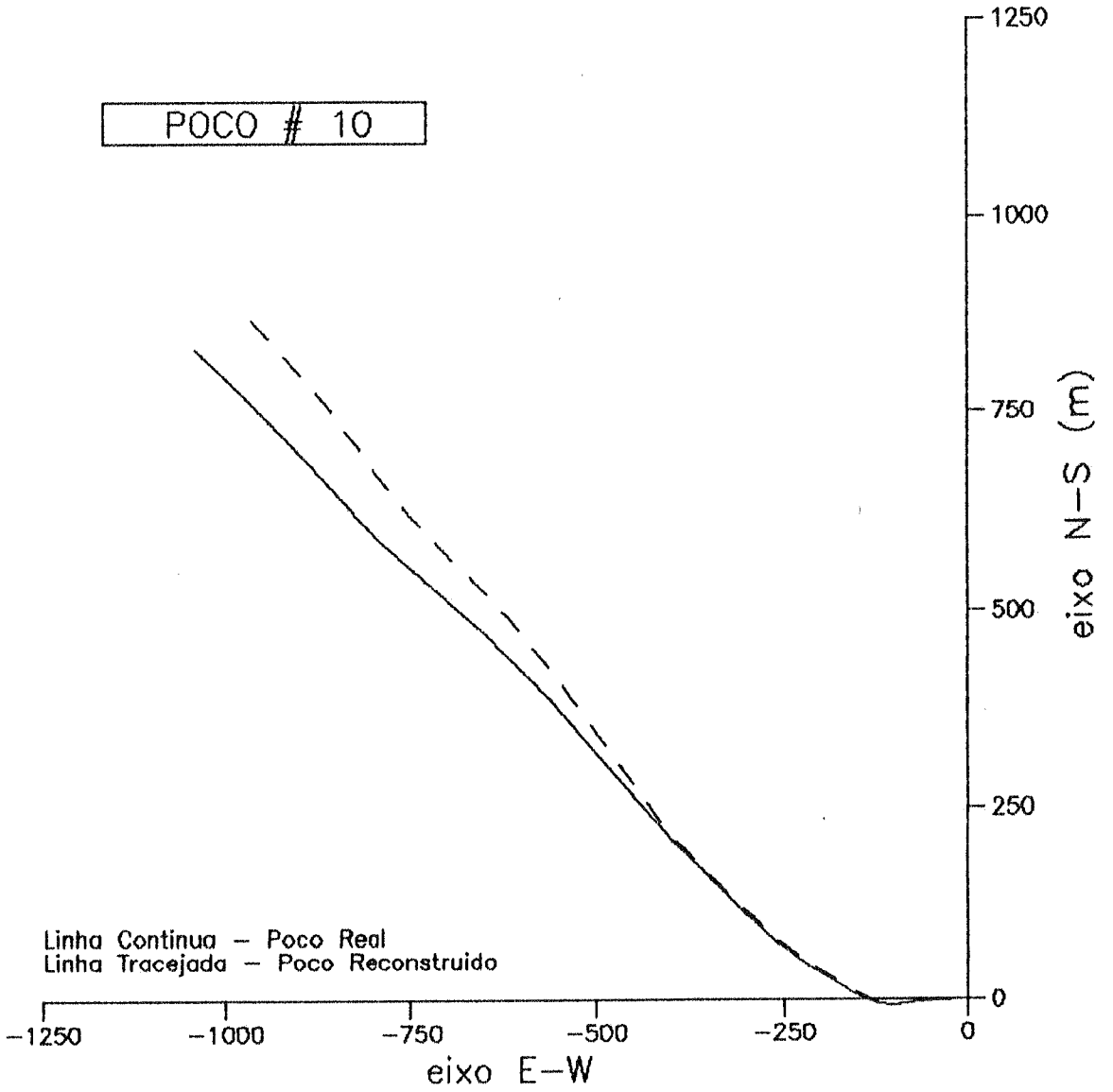
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M2

FIGURA A7-10b



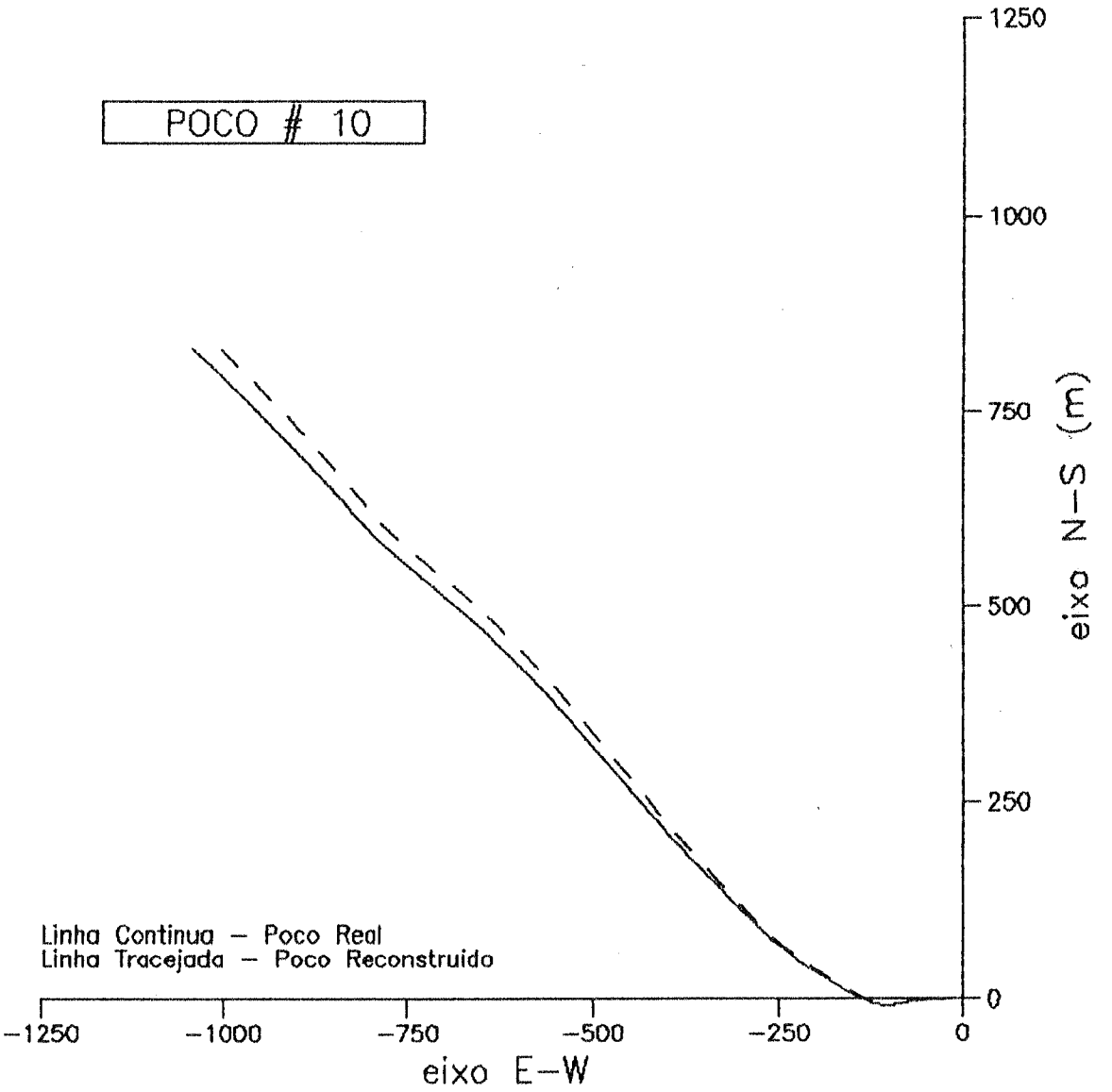
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M23

FIGURA A7-10c



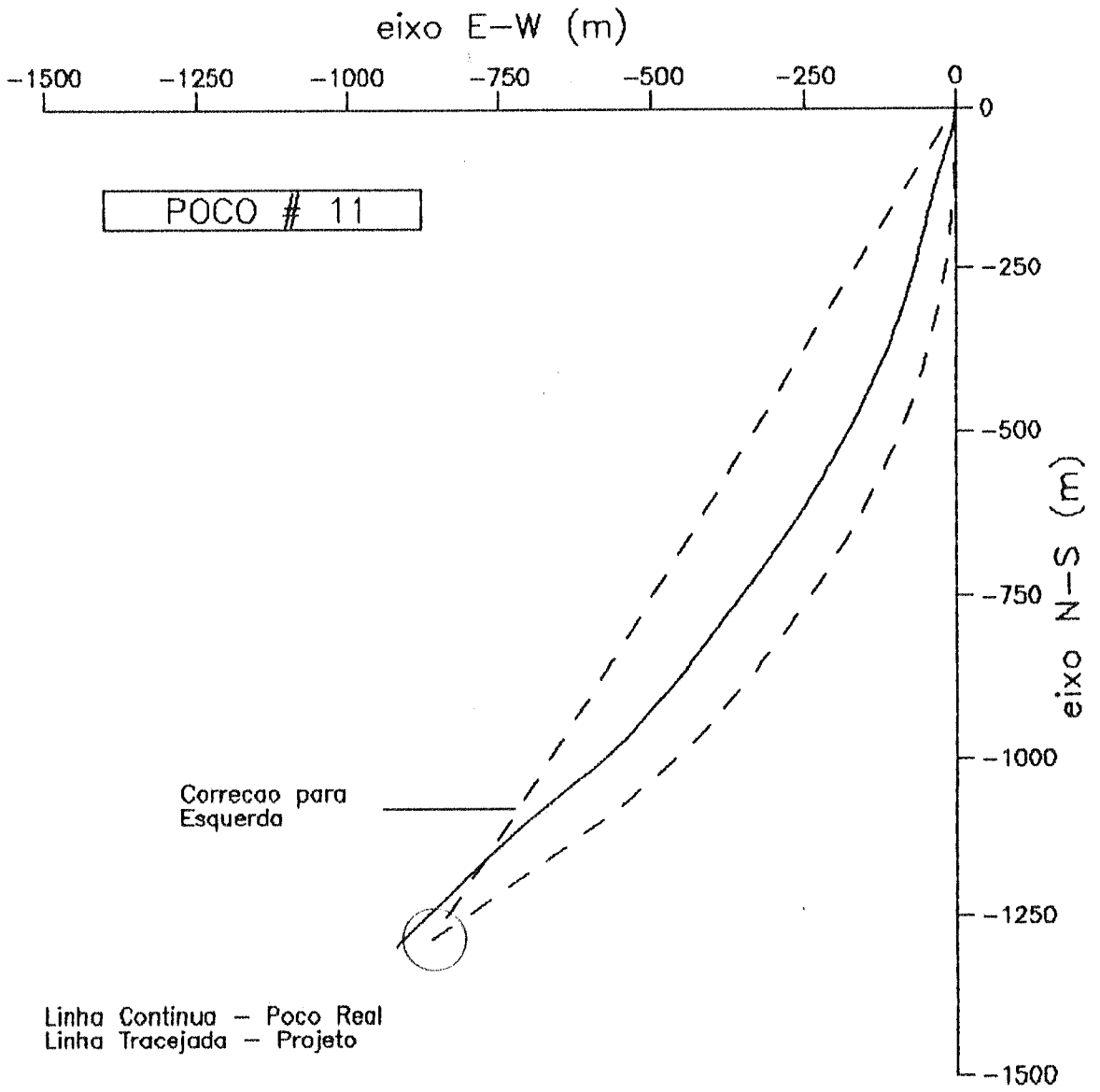
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M24

FIGURA A7-10d



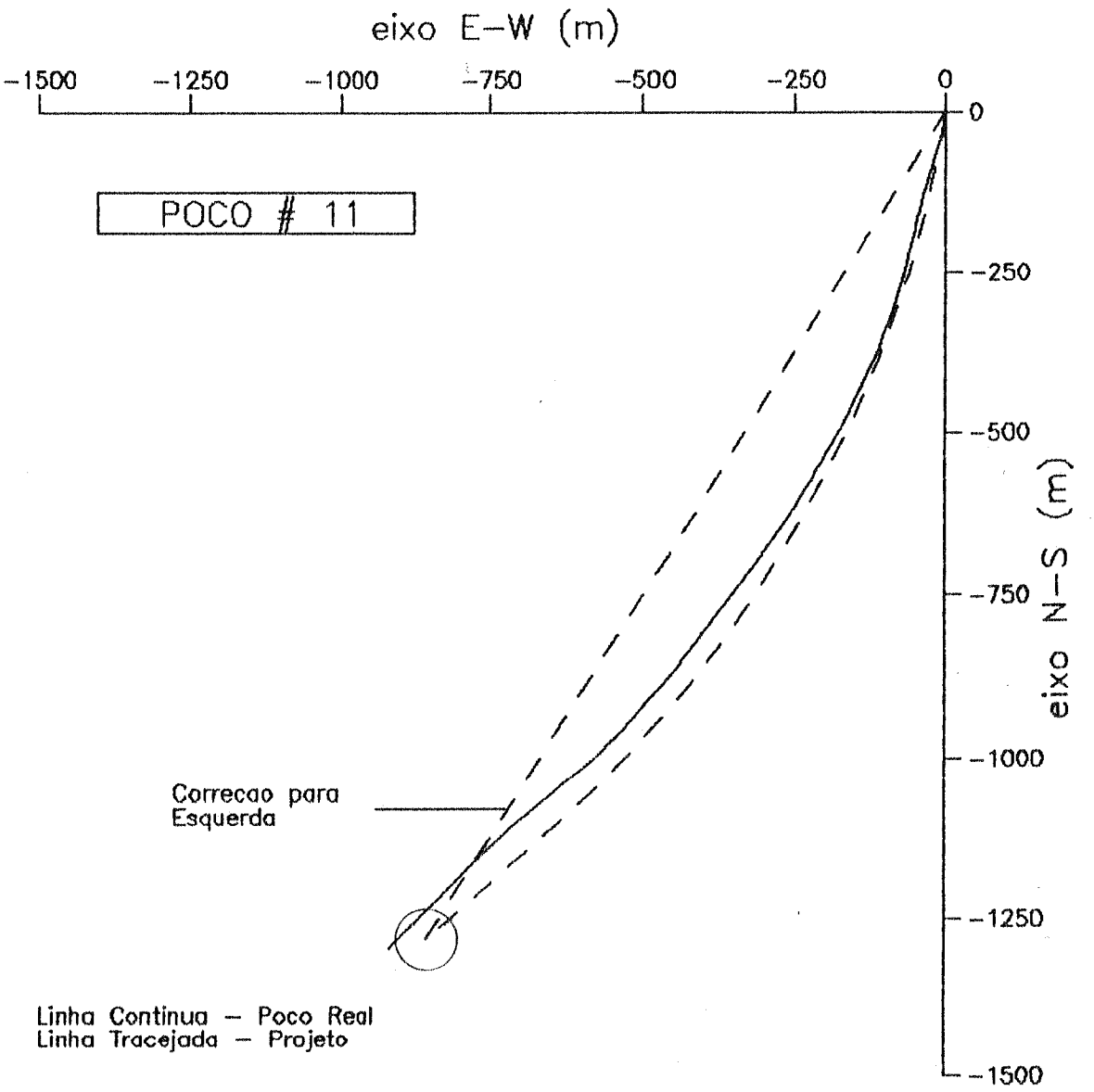
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M234

FIGURA A7-10e



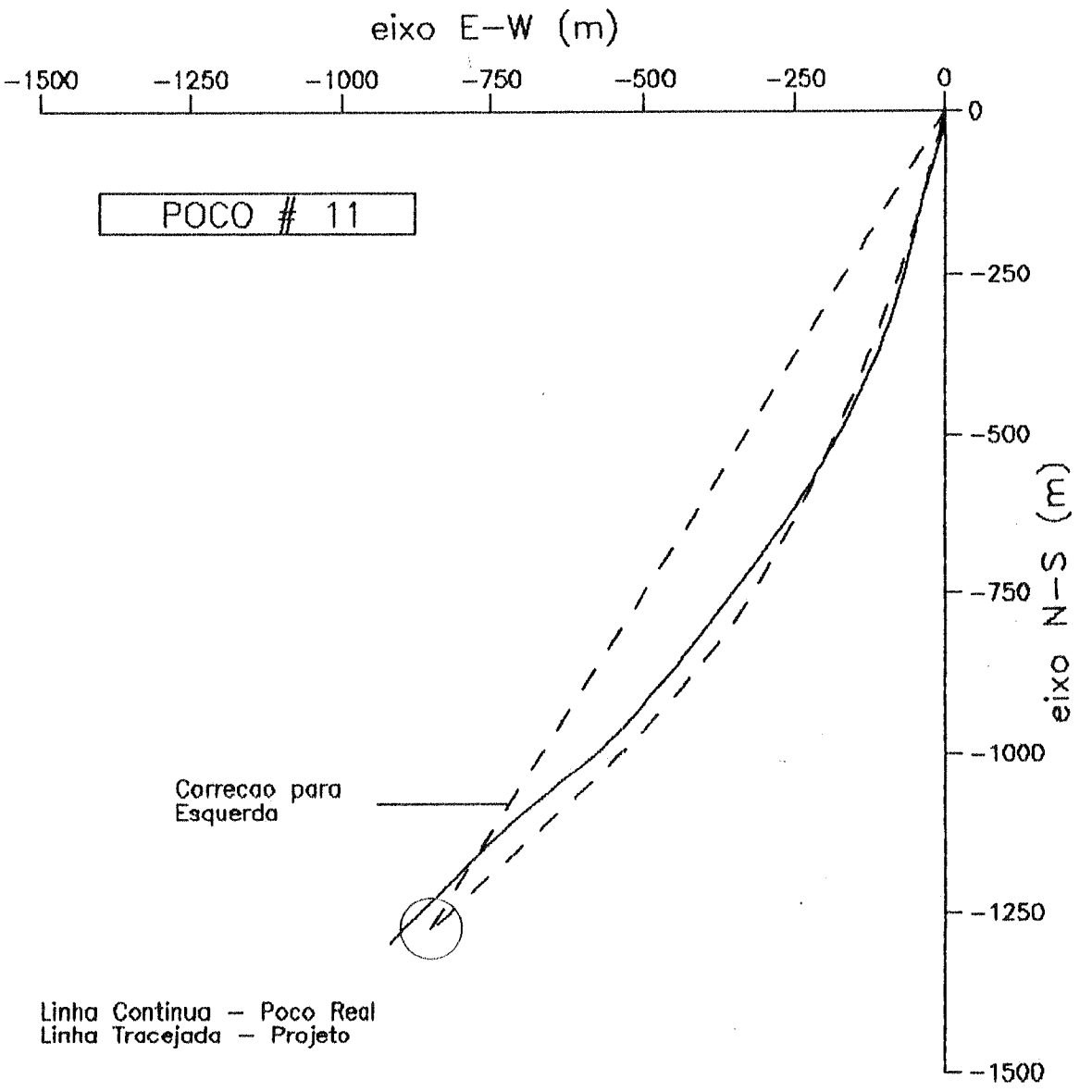
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M1

FIGURA A7-11a



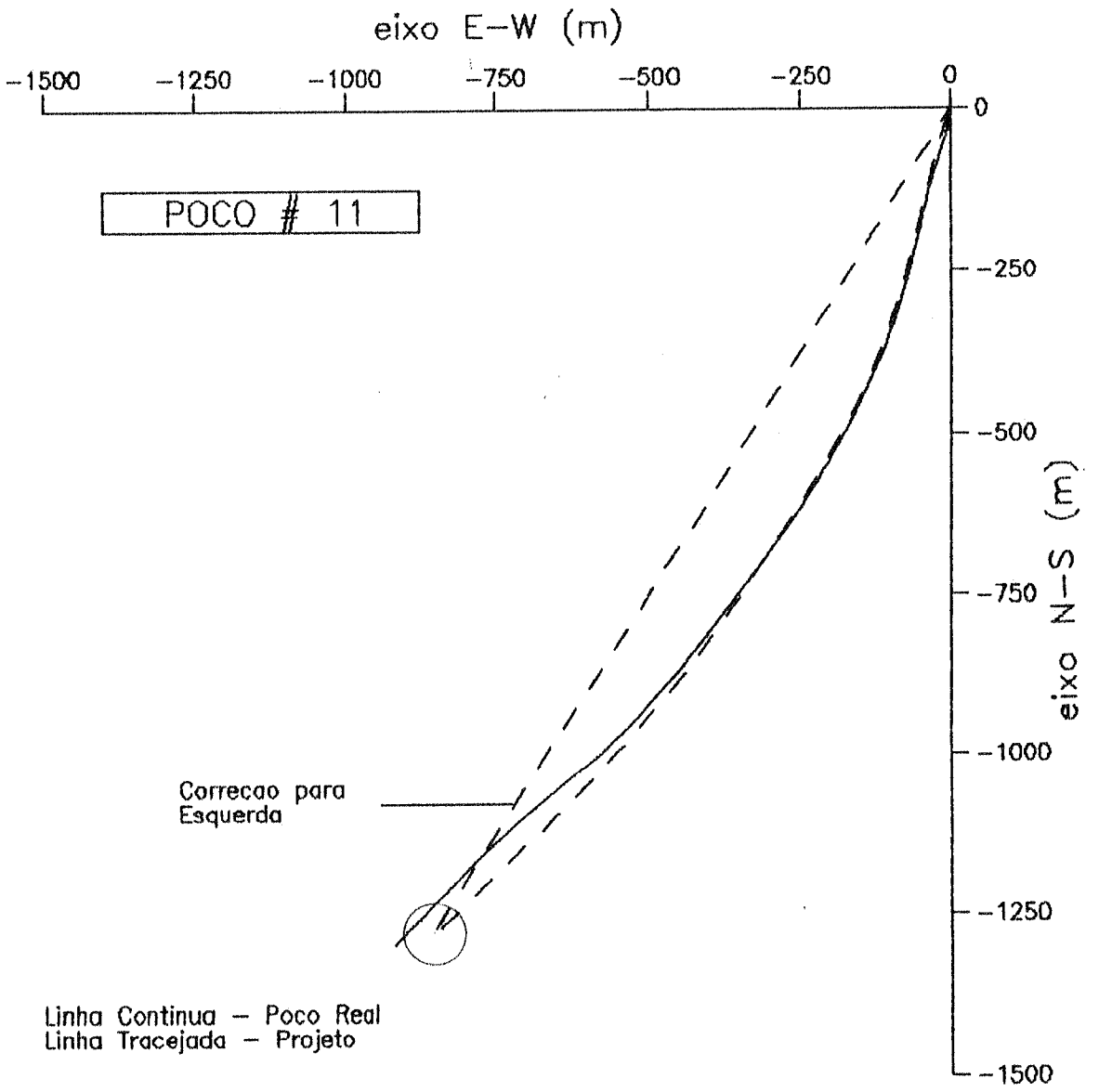
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M2

FIGURA A7-11b



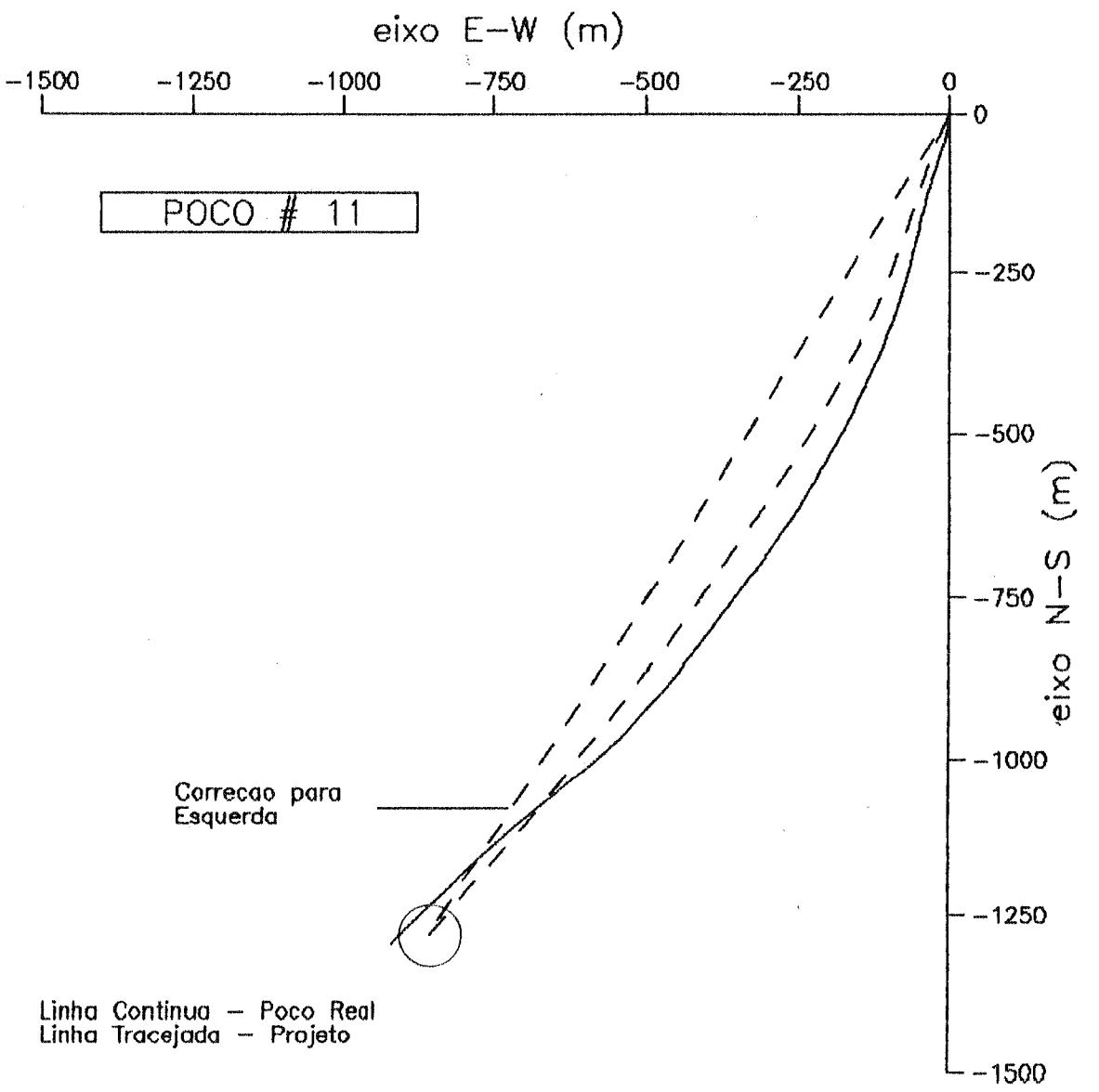
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M23

FIGURA A7-11c



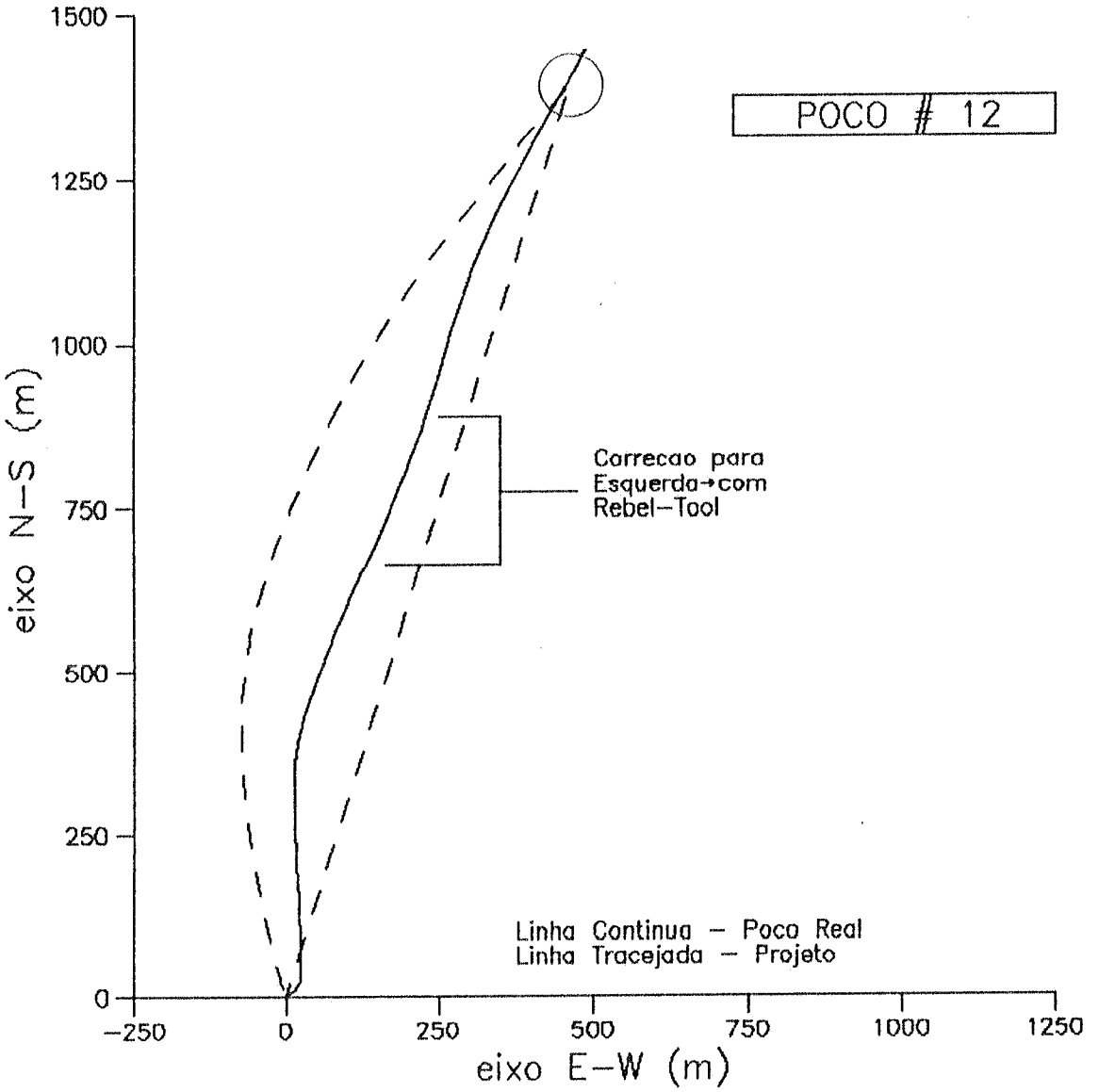
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M24

FIGURA A7-11d



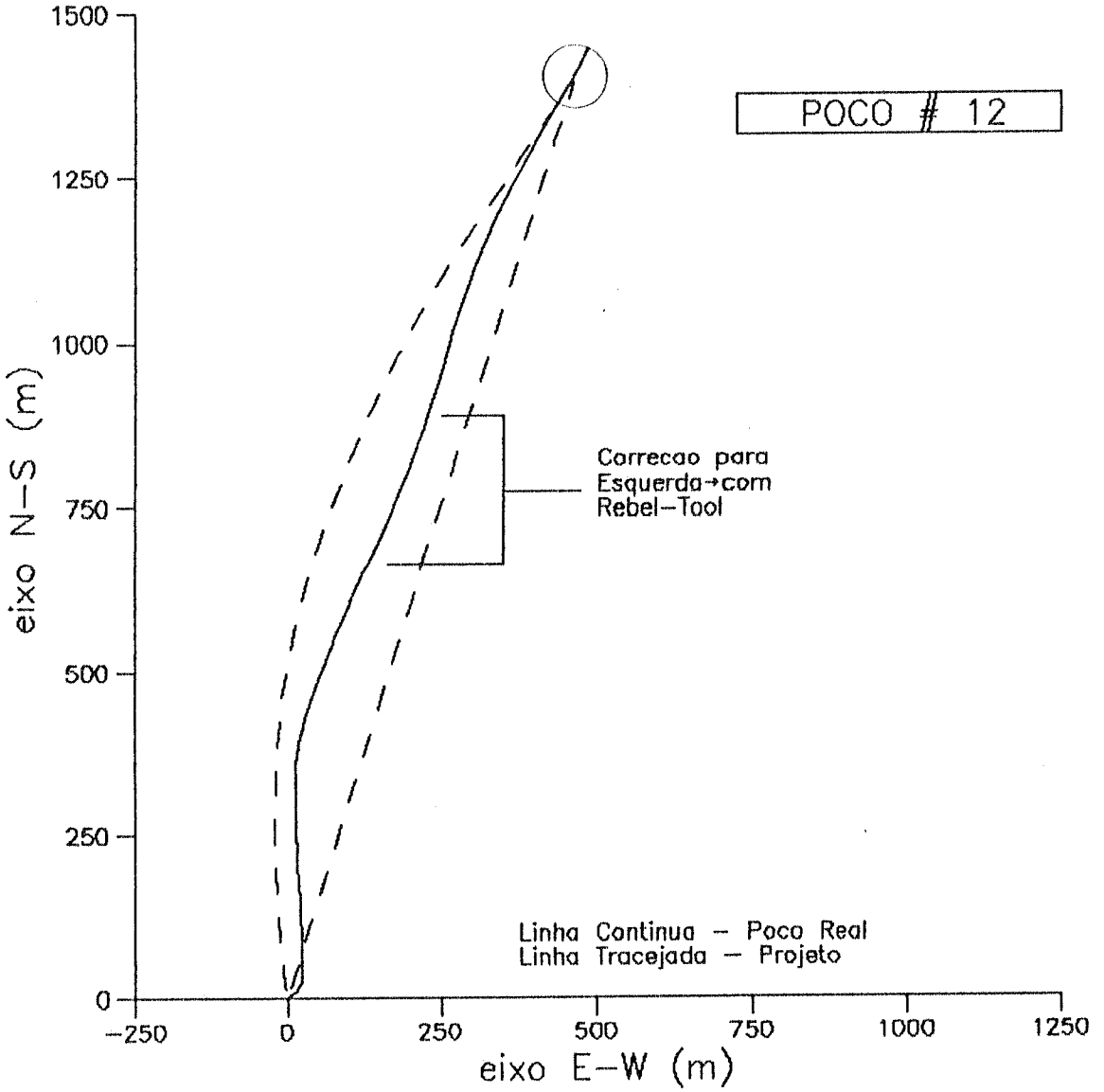
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M234

FIGURA A7-11e



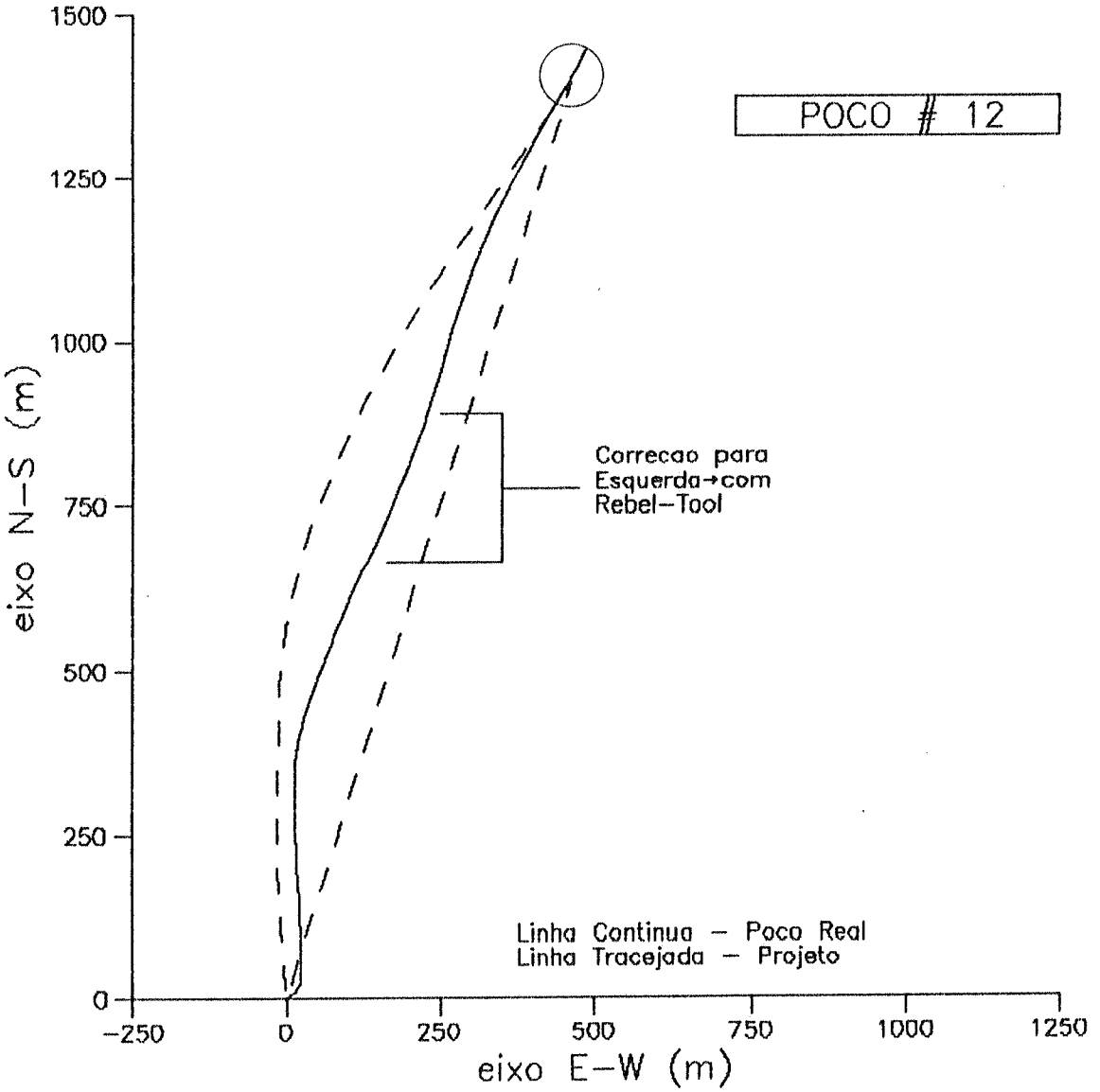
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M1

FIGURA A7-12a



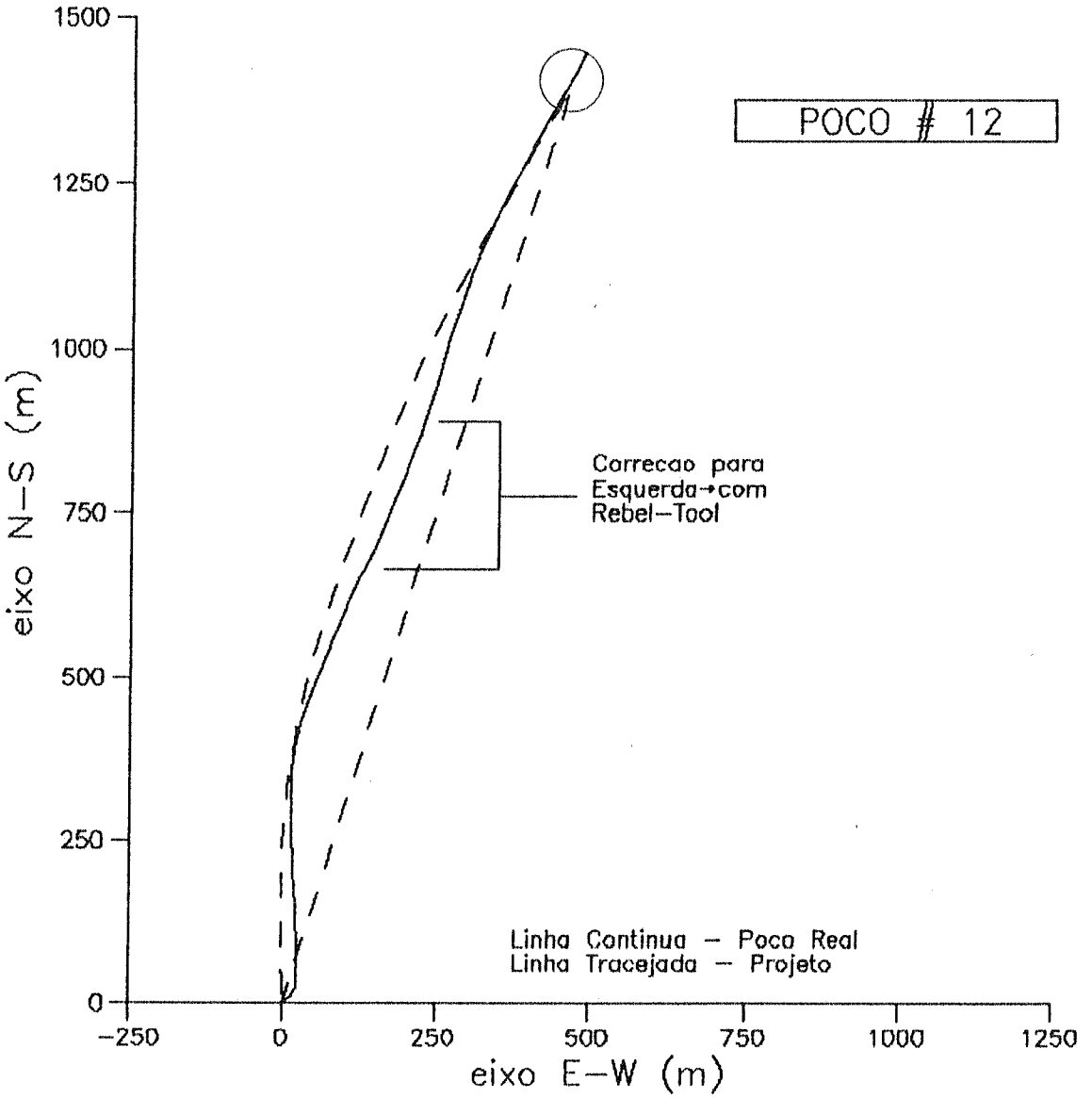
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M2

FIGURA A7-12b



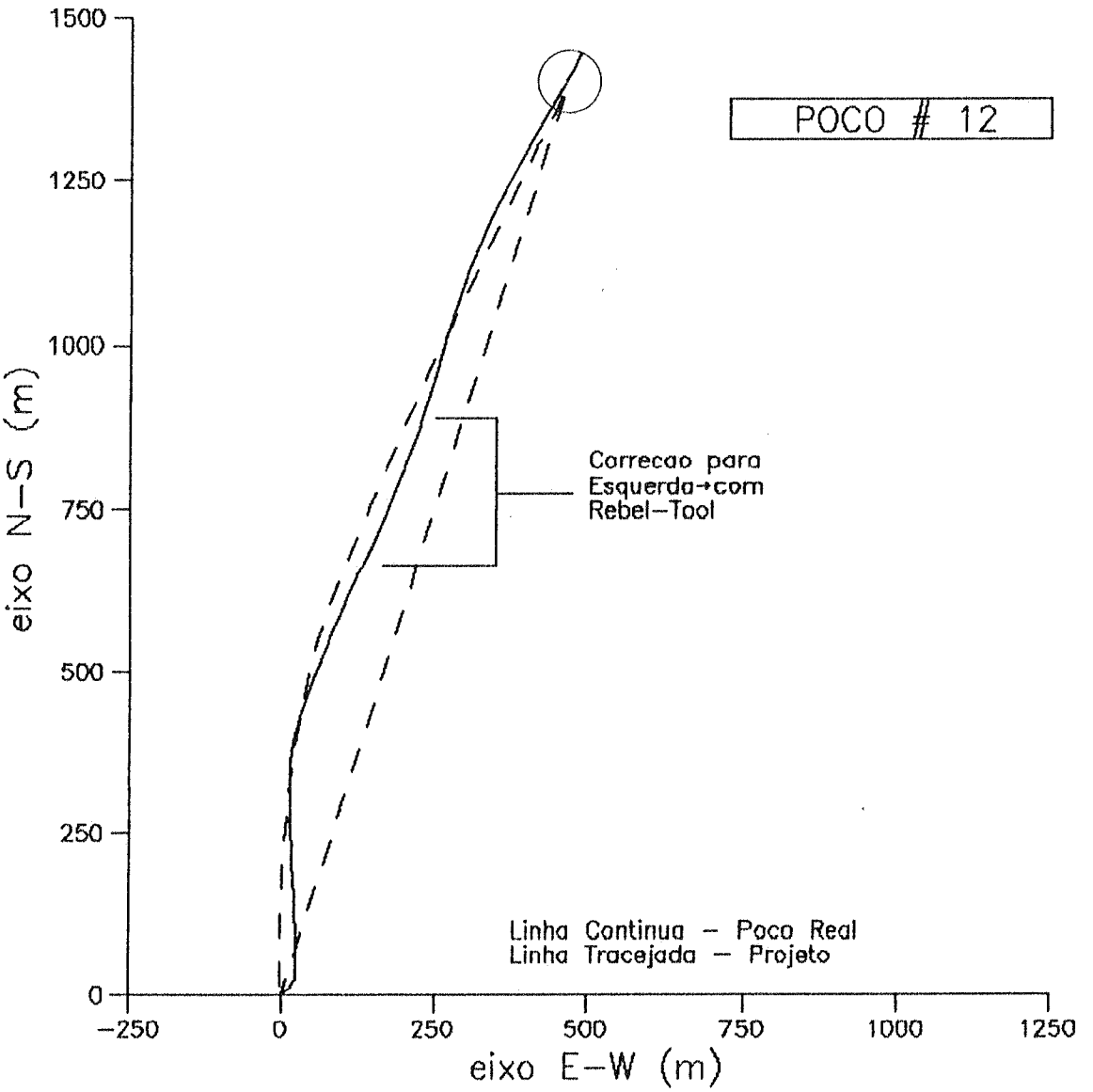
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M23

FIGURA A7-12c



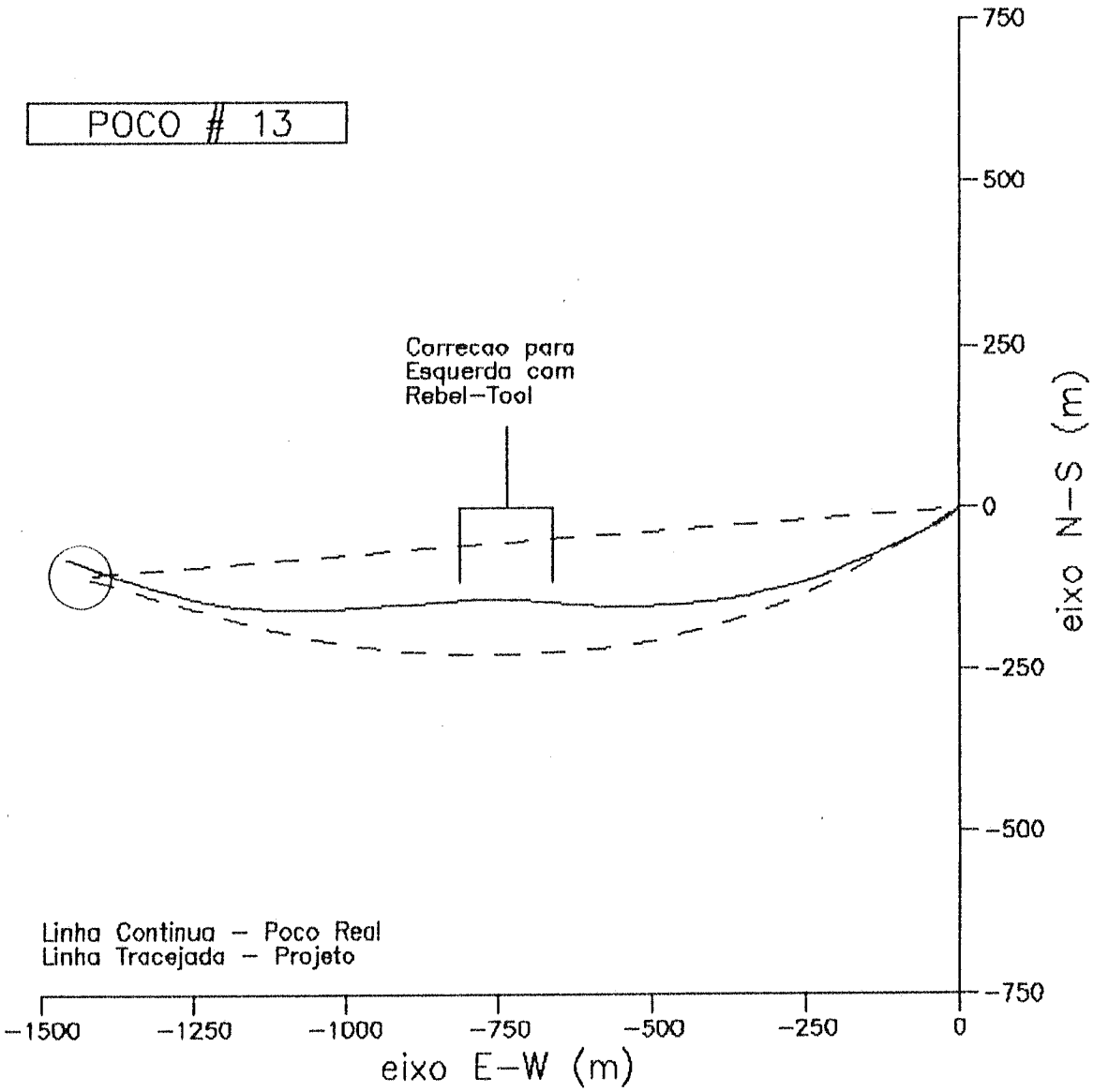
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M24

FIGURA A7-12d



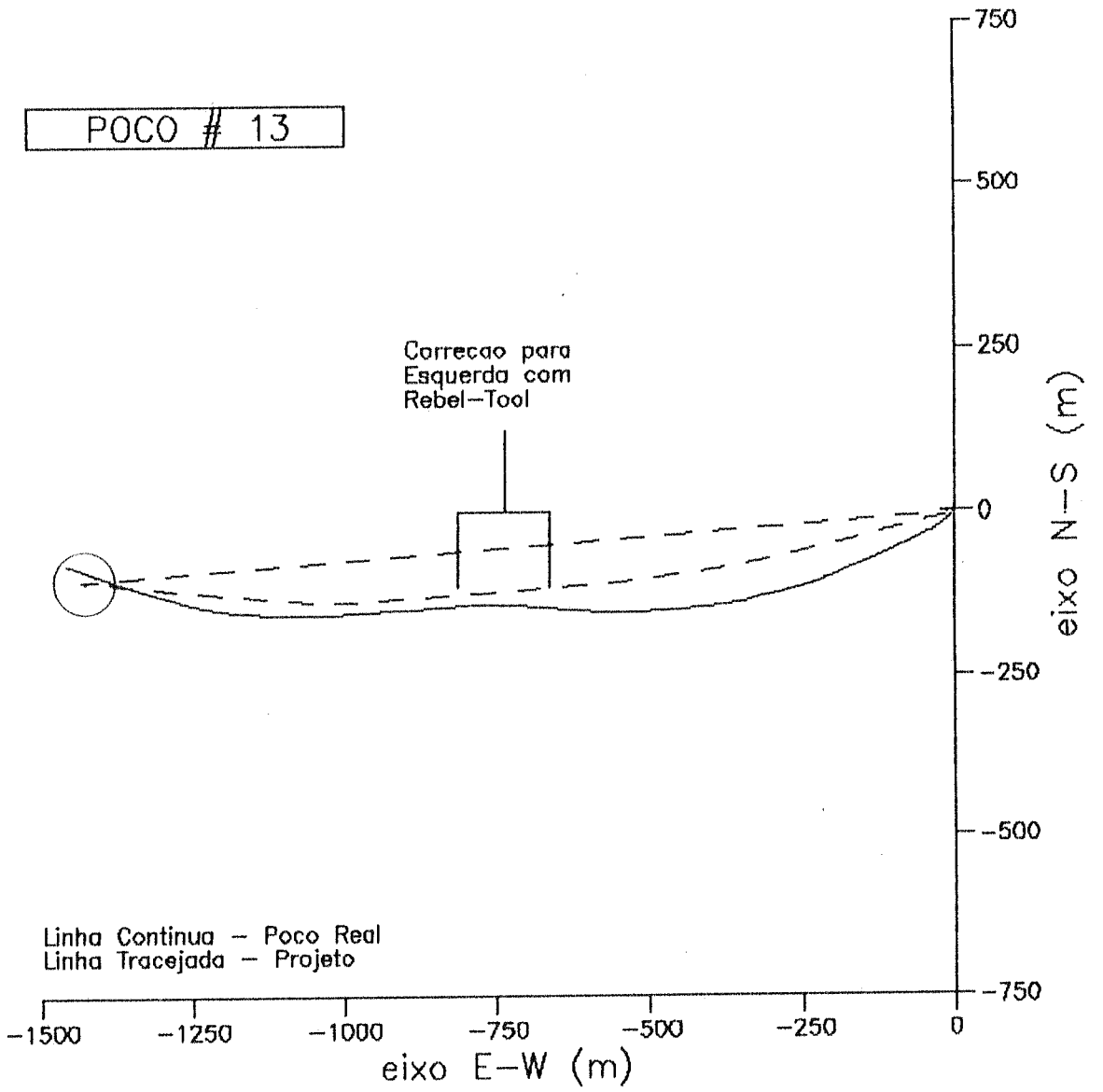
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M234

FIGURA A7-12e



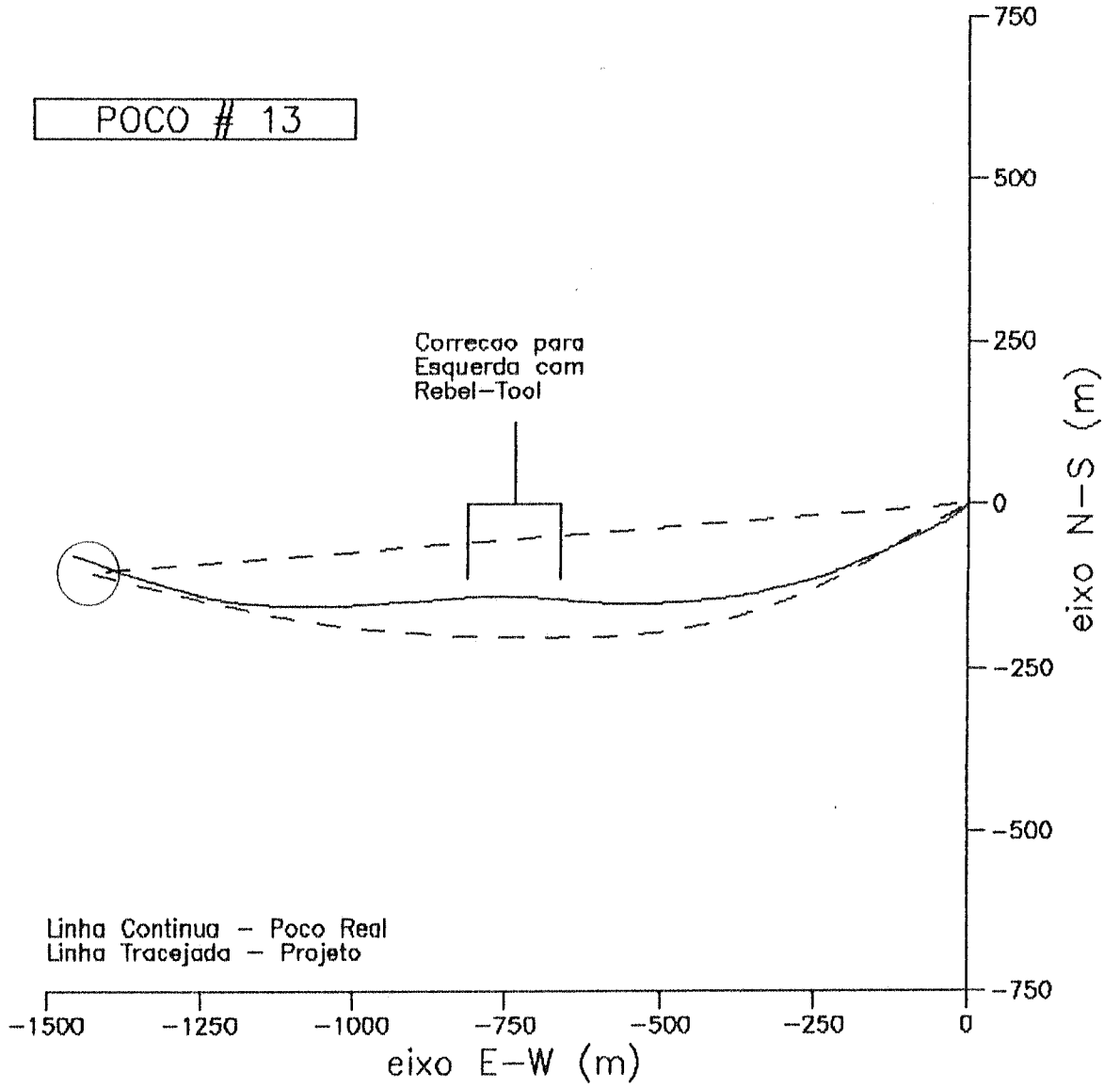
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M1

FIGURA A7-13a



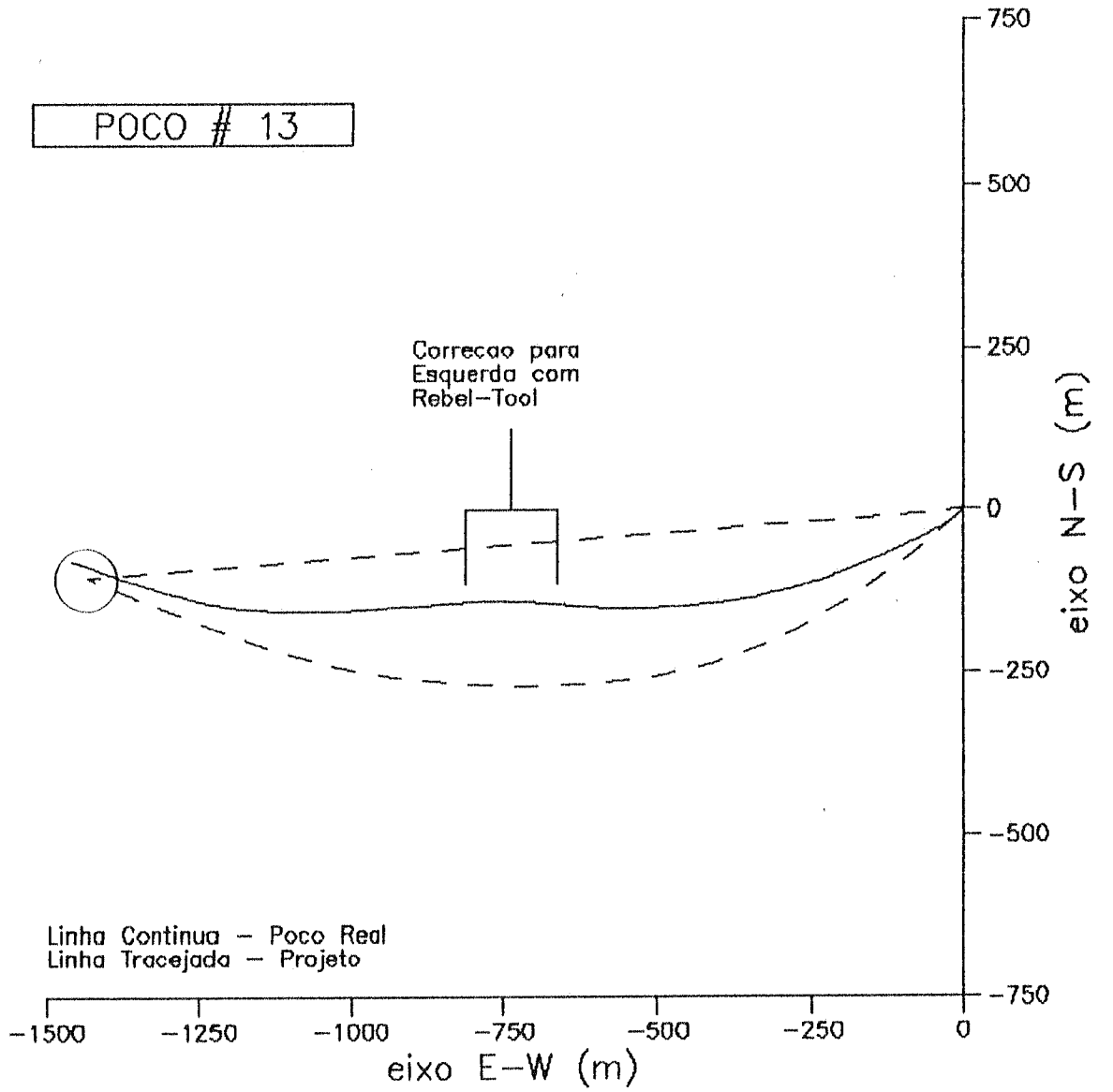
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M2

FIGURA A7-13b



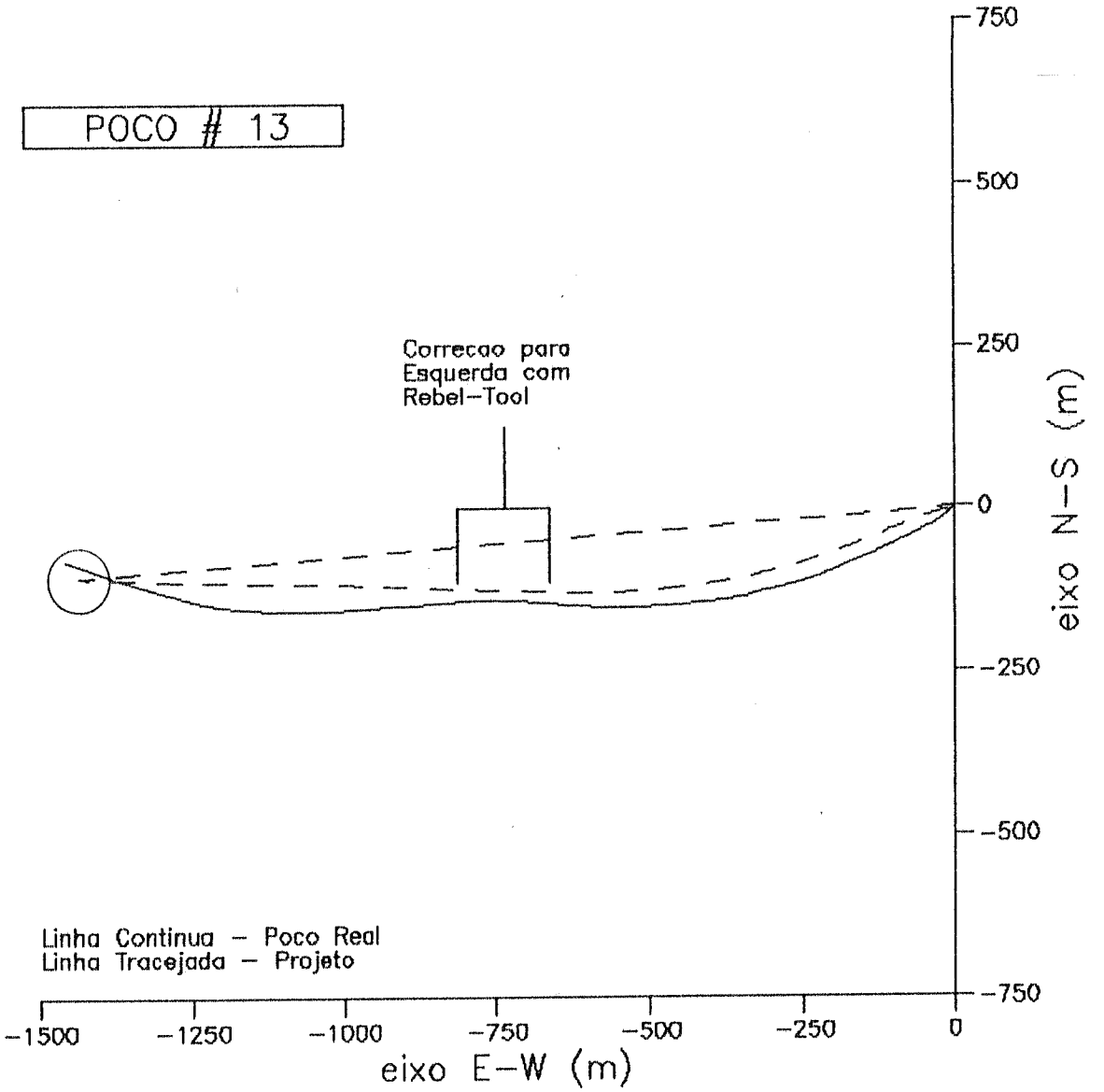
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M23

FIGURA A7-13c



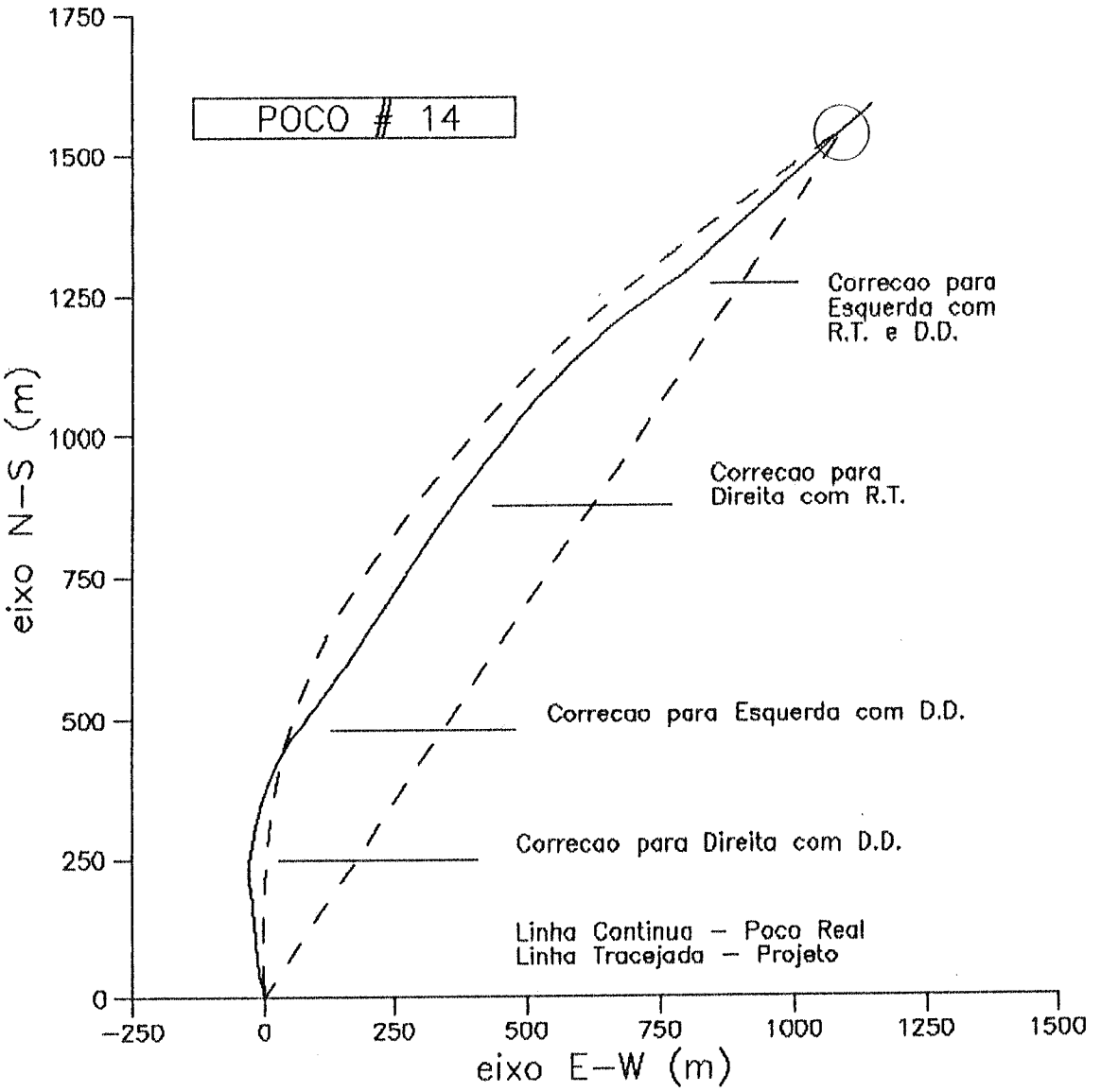
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M24

FIGURA A7-13d



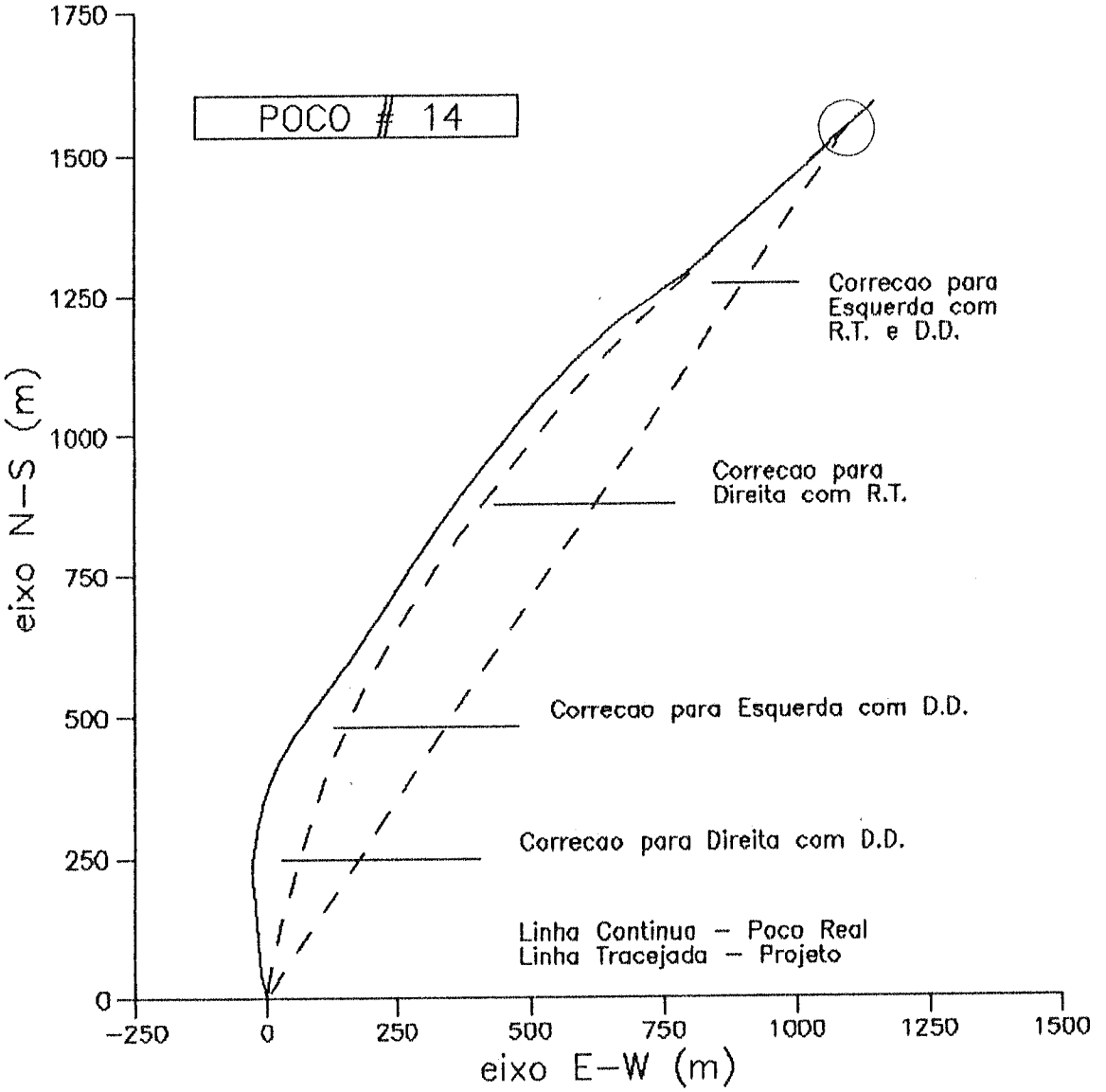
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M234

FIGURA A7-13e



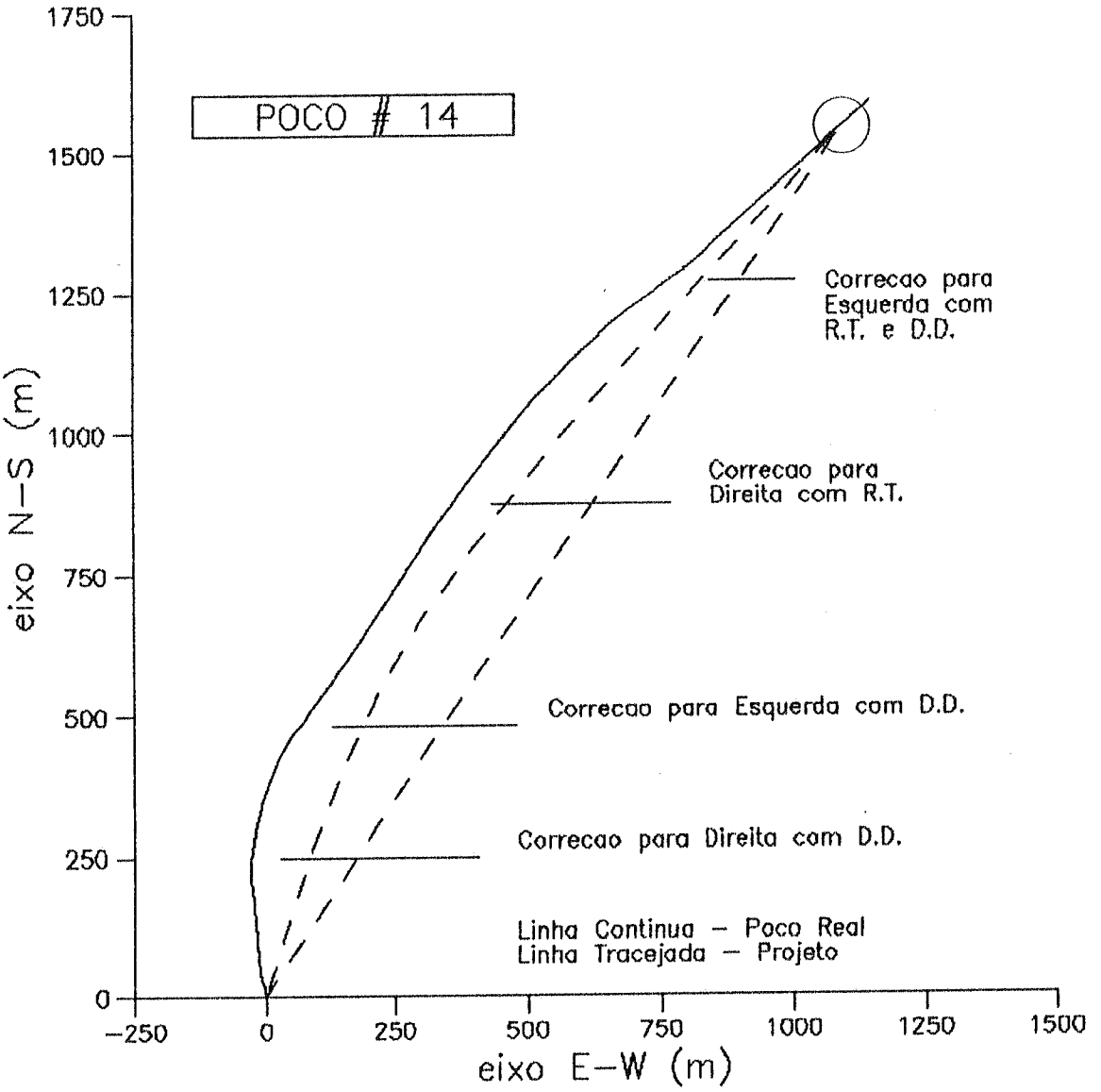
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M1

FIGURA A7-14a



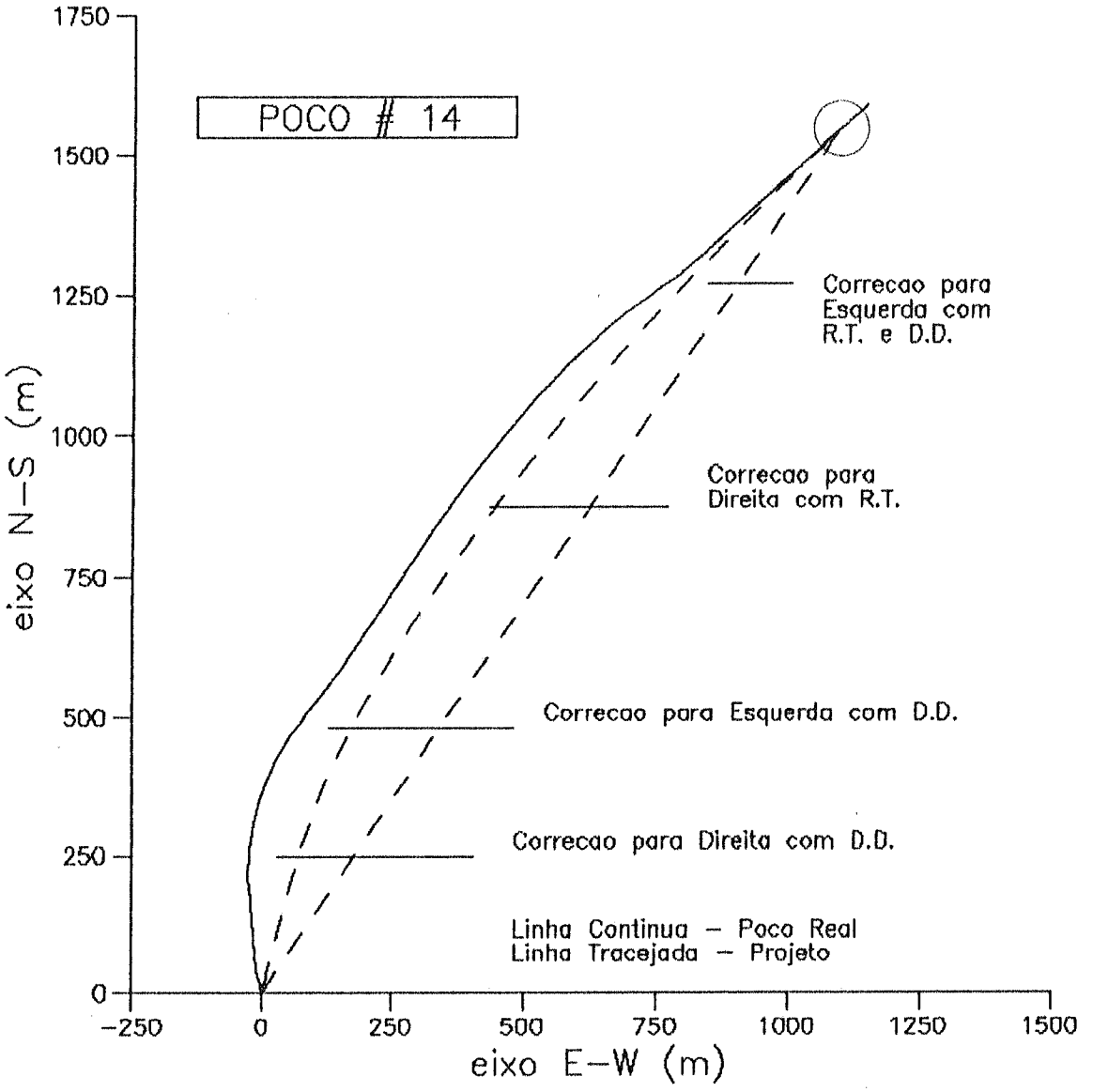
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M2

FIGURA A7-14b



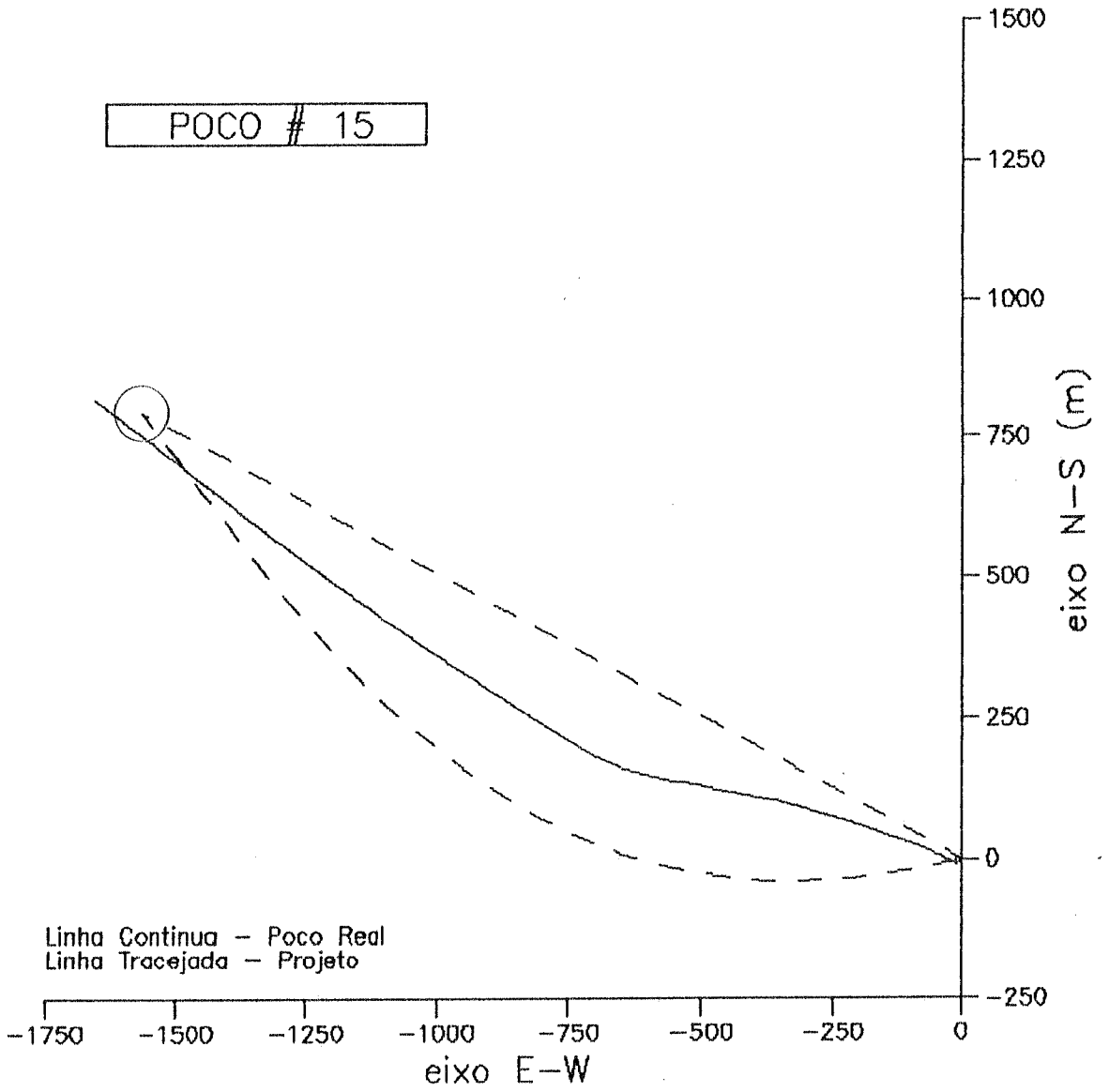
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M24

FIGURA A7-14d



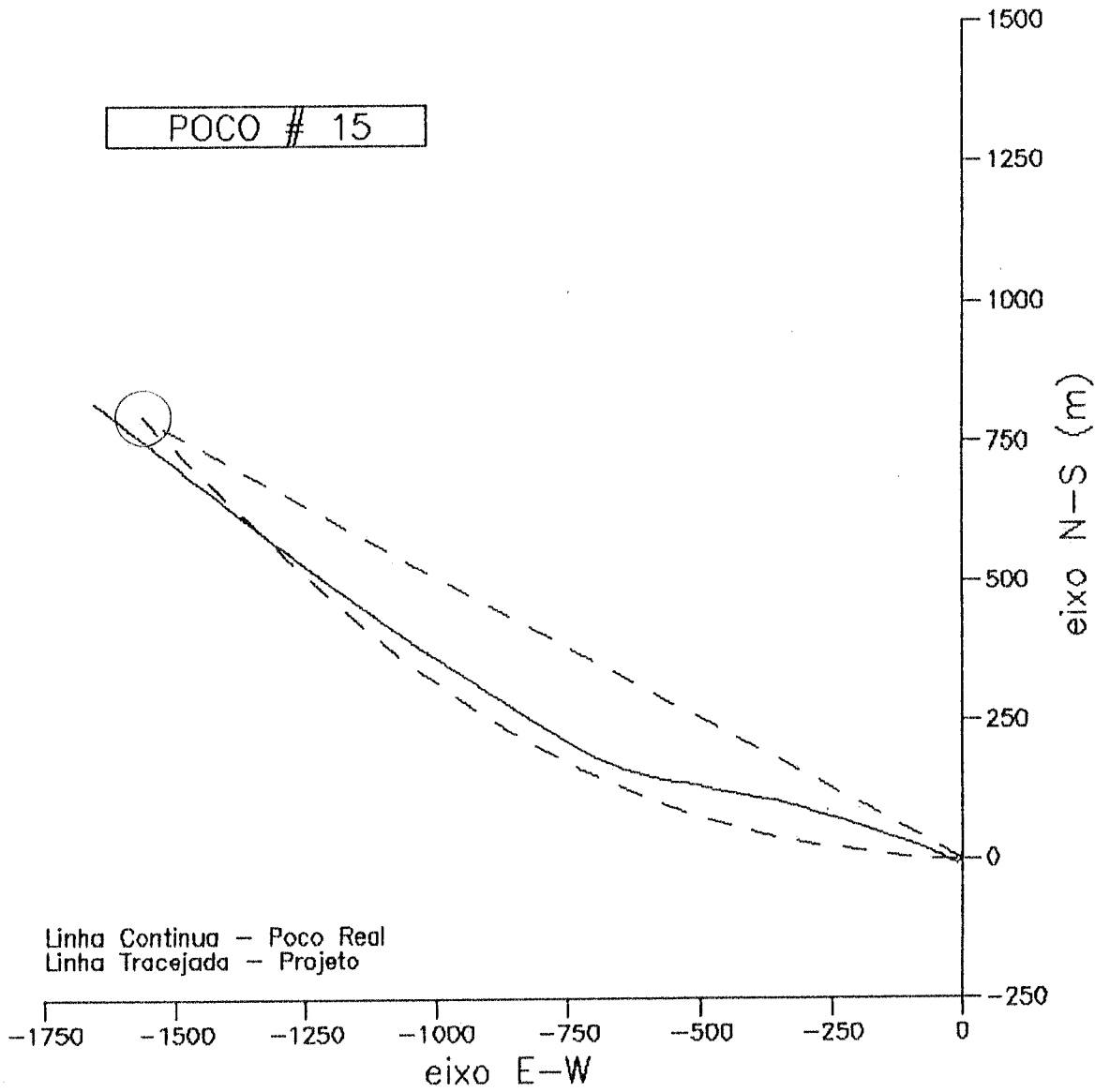
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M234

FIGURA A7-14e



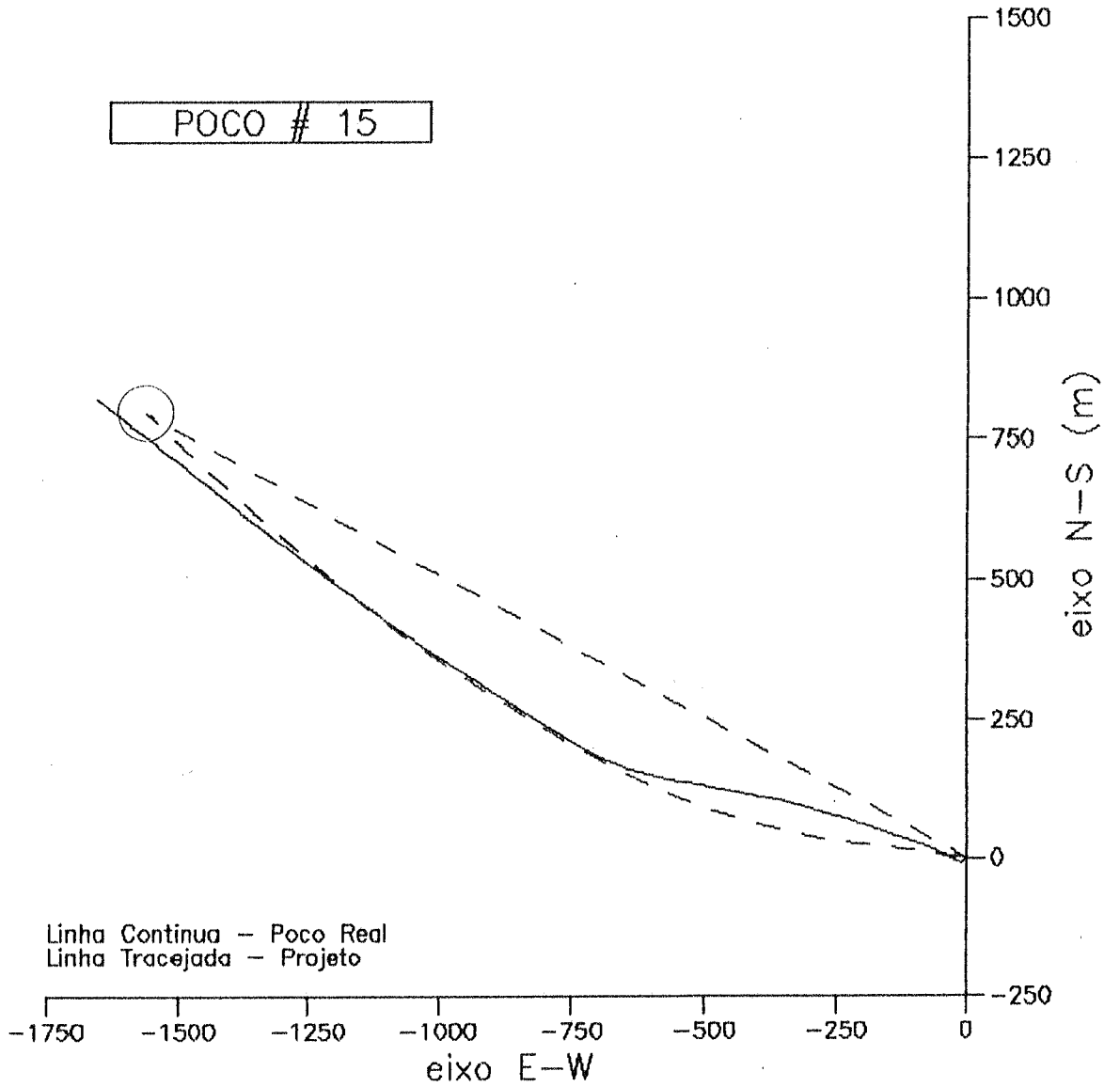
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M1

FIGURA A7-15a



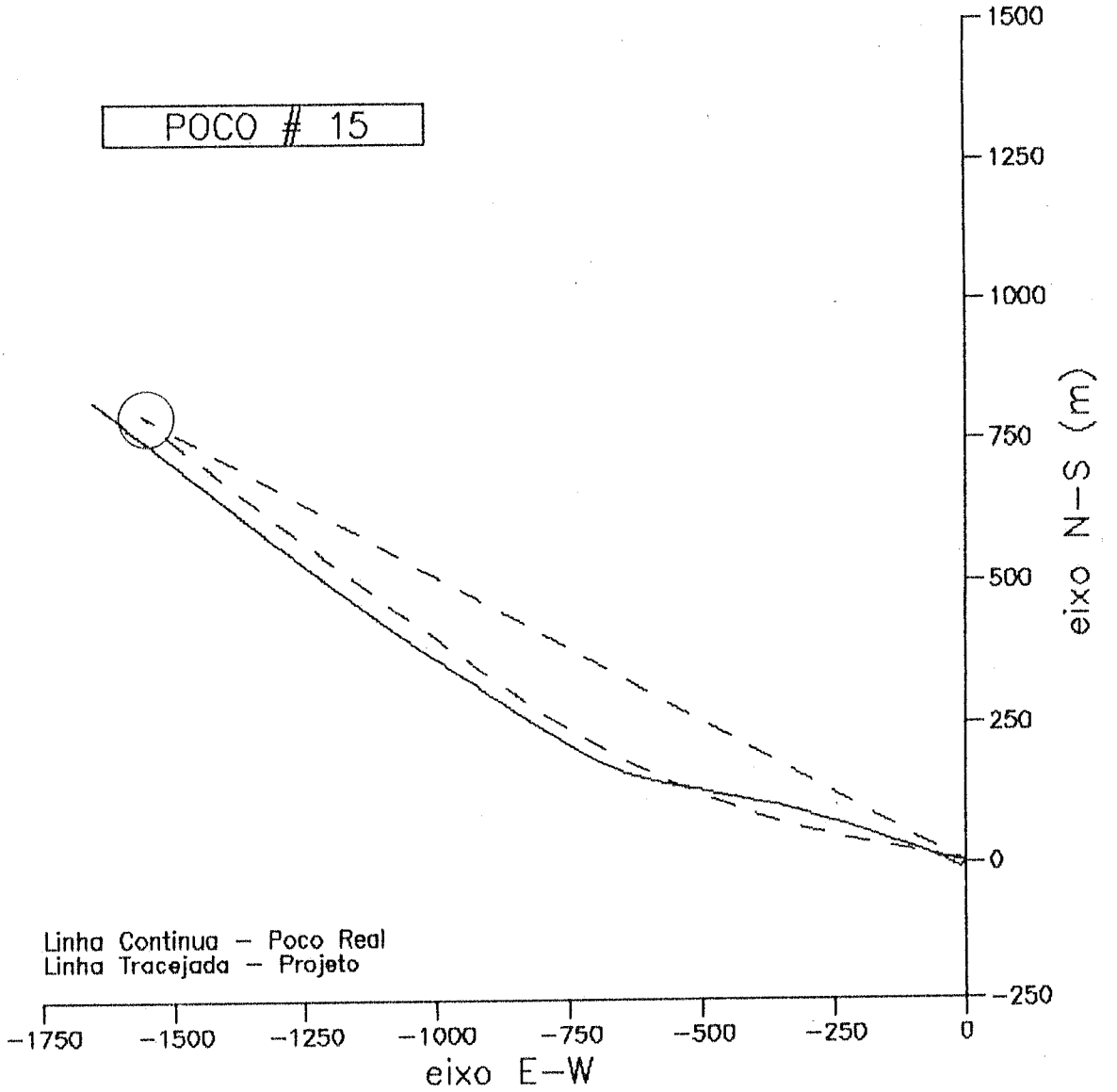
PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M2

FIGURA A7-15b



PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M24

FIGURA A7-15d



PROJEÇÃO HORIZONTAL - MÁSCARA M234

FIGURA A7-15e